

Edson Luís Grassi da Silva

**Despacho Otimizado de uma Microrrede para atendimento à
Cargas em Sistemas Isolados Brasileiros**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica e Eletrônica da
Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica/Eletrônica
Orientador: Prof. Dr. Erlon Finnardi

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Silva, Edson Luís Grassi da
Despacho otimizado de uma microrrede para
atendimento à cargas em sistemas isolados
brasileiros / Edson Luís Grassi da Silva ;
orientador, Erlon Cristian Finardi, 2018.
98 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

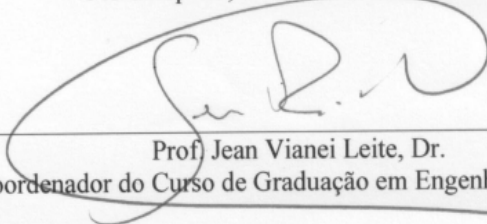
1. Engenharia Elétrica. 2. Microrrede. 3.
Otimização. 4. Sistemas isolados. 5. Gerenciamento
energético. I. Finardi, Erlon Cristian. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Edson Luís Grassi da Silva

**Despacho Otimizado de uma Microrrede para atendimento à
Cargas em Sistemas Isolados Brasileiros**

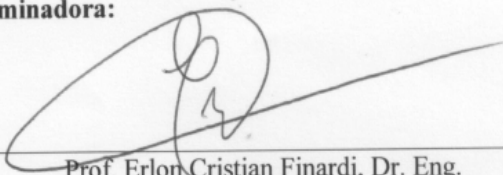
Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel
em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca
Examinadora

Florianópolis, 17 de dezembro de 2018.

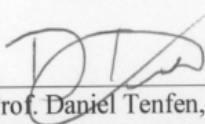


Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

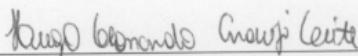
Banca Examinadora:



Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr. Eng.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Daniel Tenfen, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina



Eng Hugo Leonardo Araujo Leite.
Engie Brasil Energia S.A.

*O primeiro pecado da humanidade foi
a fé; a primeira virtude foi a dúvida.*

Carl Sagan

AGRADECIMENTOS

À minha família por todo o amor, carinho e dedicação para a minha formação pessoal e profissional. Por me ensinarem a ter força através dos sacrifícios e a apreciar os momentos de felicidade.

Ao meu afilhado, Samuel, em especial, por apontar a beleza da vida.

Aos amigos, pelo apoio e companheirismo, por serem motivadores e bons exemplos. A Família 14.1 e seus agregados por terem caminhado toda esta jornada ao meu lado, me incentivando e alegrando o caminho. Aos Cadelos que me mostraram os pilares da vida e o significado de camaradagem.

Aos professores, pela orientação e por atenciosamente compartilharem seus conhecimentos.

A equipe da Engie Brasil Energia, especialmente aos companheiros do ARM, pela compreensão, ensinamentos e amizade.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo de otimização computacional para o problema do gerenciamento energético de uma microrrede, assim como analisar os impactos da adoção desta solução otimizada em âmbitos técnicos e econômicos. A análise aqui desenvolvida toma como base um sistema com a presença de módulos fotovoltaicos, gerador a diesel, sistema de armazenamento de energia - banco de baterias - e um conjunto de demandas críticas, as quais não podem ser interrompidas ou deslocadas. No problema do gerenciamento energético busca-se minimizar o custo de operação com despacho dos geradores e com o atendimento à demanda perante a aplicação de restrições técnicas, tais como: limites de geração dos geradores e balanço energético do sistema. O problema traz uma abordagem determinística às variáveis de expectativa de radiação solar e de expectativa de demanda. Essa abordagem assume como assertivas as previsões. Além disso, adota-se também uma modelagem linear inteira-mista para os custos envolvidos. Como resultado será apresentada a comparação entre os cenários analisados, comparando-se as políticas de despacho resultantes.

Palavras-chave: Gerenciamento Energético, Microrredes, Modelo de Otimização, Módulos Fotovoltaicos, Sistema de Armazenamento de Energia.

ABSTRACT

The present work proposes the development of a computational optimization model for the energy management problem of a microgrid, as well as to analyze the impacts of adopting this optimized solution in technical and financial environments. The analysis developed here is based on a system with the presence of photovoltaic modules, diesel generator, energy storage system - bank of batteries - and a group of critical demands, which can not be interrupted or displaced in time. In this problem of energy management, the aim is to minimize the cost of the operation of the generators and the supply of the demand, subject to the application of technical restrictions, such as power limits of the generators and energy balance of the system. The problem brings a deterministic approach to the variables of expectation of solar radiation and demand expectation. This approach assumes that the forecasts are correct. Furthermore, an integer-mixed linear modeling is also adopted for the costs involved. As a result of the work will be presented the comparison between the analyzed scenarios, comparing the resulting dispatch policies.

Keywords: Energy Management, Microgrids, Optimization Model, Photovoltaic Modules, Energy Storage System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de microrrede isolada. Fonte: Bosio <i>et al</i> , 2016.	27
Figura 2 - Painei Fotovoltaico. Fonte: https://www.oceanergia.com	37
Figura 3 – Potencial de Geraçaõ Solar. Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar.	38
Figura 4 - Velocidade Média Anual do Vento. Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2013.	41
Figura 5 - Perfil de Geraçaõ Solar, Sistema com 21kW em Rio Branco, Brasil. Fonte: https://pvwatts.nrel.gov .	47
Figura 6 - Perfil de carga. Fonte: Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas, Eletrobrás.	48
Figura 7 - Variaçaõ do perfil diário da carga ao longo dos meses	49
Figura 8 - Geraçaõ solar - Caso padrão em horizonte diário.	52
Figura 9 - Estado de Carga da Bateria - Operação Diária no Caso Padrão.	53
Figura 10 - Balanço energético - Caso padrão em horizonte diário	54
Figura 11 - Geraçaõ solar - Caso Otimista em horizonte diário.	55
Figura 12 - Estado de Carga da Bateria - Operação Diária no Caso Otimista	56
Figura 13 - Balanço energético - Caso otimista em horizonte diário	57
Figura 14 - Geraçaõ solar - Caso Pessimista em horizonte diário.	58
Figura 15 - Balanço energético - Caso pessimista em horizonte diário	59
Figura 16 - Estado de Carga da Bateria - Operação Diária no Caso Pessimista	60
Figura 17 - Geraçaõ Solar - Caso padrão em horizonte semanal	62
Figura 18 - Balanço energético - Caso padrão em horizonte semanal.	63
Figura 19 - Estado de Carga da Bateria - Operação Semanal no Caso Padrão.	64
Figura 20 - Geraçaõ Solar - Caso otimista em horizonte semanal	65
Figura 21 - Estado de Carga da Bateria - Operação Semanal no Caso Otimista	66

Figura 22 - Balanço energético - Caso Otimista em horizonte semanal	67
Figura 23 - Geração Solar - Caso otimista em horizonte semanal	68
Figura 24 - Estado de Carga da Bateria - Operação Semanal no Caso Pessimista.....	69
Figura 25 - Balanço energético - Caso Pessimista em horizonte semanal	70
Figura 26 - Geração Solar - Caso padrão em horizonte mensal .	73
Figura 27 - Estado de Carga da Bateria - Operação mensal no Caso Padrão	74
Figura 28 - Balanço energético - Caso Padrão em horizonte mensal	75
Figura 29 - Geração Solar - Caso otimista em horizonte mensal	77
Figura 30 - Estado de Carga da Bateria - Operação mensal no Caso Otimista.....	78
Figura 31 - Balanço energético - Caso otimista em horizonte mensal	79
Figura 32 - Geração Solar - Caso pessimista em horizonte mensal	81
Figura 33 - Estado de Carga da Bateria - Operação mensal no Caso Pessimista.....	82
Figura 34 - Balanço energético - Caso pessimista em horizonte mensal	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Percentual de fontes no atendimento a SIs.	13
Tabela 2 - Resultados Leilões para atendimento a SIs.	18
Tabela 3 - Elementos do Sistema no Caso Padrão	49
Tabela 4 - Dados de entrada do modelo	50
Tabela 5 - Comparação resultados entre cenários.	61
Tabela 6 - Variação percentual em relação ao caso padrão.	61
Tabela 7 - Comparação dos resultados entre cenários horizonte semanal.....	71
Tabela 8 - Variação percentual em relação ao caso padrão - Horizonte Semanal.....	71
Tabela 9 - Comparação dos resultados entre cenários horizonte mensal	84
Tabela 10 - Variação percentual em relação ao caso padrão - Horizonte Mensal.....	84
Tabela 11 - Comparação entre horizontes de otimização.	85
Tabela 12 - Comparação de esforço computacional.....	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC – Conta de Consumo de combustíveis
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
EPE – Empresa Pesquisa Energética
GAMS - General Algebraic Modeling System
LSI – Leilão para Atendimento a Sistemas Isolados
MMME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
PLIM - Programação Linear Inteira Mista
REDs - Recursos Energéticos Distribuídos
RGR - Reserva geral de reversão
SCD – Sistema de Coleta de Dados
SIGDI – Microssistemas de Geração e Distribuição
SIGFI – Sistema Individual de Geração de Energia com Fonte Intermitente
SIN – Sistema Integrado Nacional
TCC – Trabalho de Conclusão de Curso
TUSD - Tarifa de uso do sistema de distribuição
TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
VPP - Virtual Power Producer

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	15
1.1.1	Objetivo geral	15
1.1.2	Objetivos específicosErro! Indicador não definido.	
2	SISTEMAS ISOLADOS	17
2.1	Histórico dos Sistemas Isolados no Brasil	17
3	REVISÃO REGULATÓRIA	21
3.1	Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz Para Todos	24
4	GERENCIAMENTO ENERGÉTICO DE MICRORREDES	27
4.1	Microrredes	27
4.2	Gerenciamento Energético	29
4.3	Revisão do Estado da Arte	30
5	MODELAGEM DO PROBLEMA	37
5.1	Fontes Renováveis Renováveis	37
5.1.1	Geração Solar Fotovoltaica	37
5.1.2	Geração Eólica.....	39
5.2	Sistemas de Armazenamento de Energia	41
5.3	Demanda	42
5.4	Gerador a Diesel.....	42
5.5	Modelo de Otimização	43
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	47
6.1	Dados de Entrada Determinísticos – Geração Solar e Demanda 47	
6.2	Resultados Numéricos.....	50
6.2.1	Casos Analisados	50
6.2.2	Horizonte Diário.....	51

6.2.3	Horizonte Semanal.....	62
6.2.4	Horizonte Mensal.....	72
6.3	Análise dos resultados e do algoritmo de otimização	85
7	Considerações Finais	Erro! Indicador não definido.

1 INTRODUÇÃO

A dimensão e os aspectos geográficos brasileiros, assim como as motivações históricas e sociais da ocupação territorial, levaram a existência de regiões remotas habitadas no território nacional. Muitas dessas regiões não possuem acesso à energia elétrica e muitas outras são supridas por Sistemas Isolados (SIs) que não estão conectados ao Sistema Integrado Nacional (SIN).

Segundo dados do ONS [1] de 2018, existem 233 localidades atendidas por SIs, onde vivem cerca de 760 mil consumidores, cuja demanda é de 475 MW médios, distribuídos principalmente na região norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. Alguns outros SIs estão na ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e em localidades de Mato Grosso. Há ainda uma capital estadual atendida por SI: Boa Vista, no estado de Roraima.

A demanda por energia nessas localidades é atendida, em grande maioria, por térmicas à óleo diesel. Isso se deve ao baixo custo de instalação desses geradores e à sua despachabilidade, permitindo o atendimento seguro da totalidade da carga com níveis aceitáveis de confiabilidade, obrigação regulatória das concessionárias. O custo com combustíveis no atendimento desses sistemas é, em geral, de 75 a 85% do custo total de geração, conforme dados da Empresa Pesquisa Energética (EPE) [2]. A regulação estabelece que o custo com a compra dos combustíveis seja rateado entre todas as distribuidoras do SIN por meio do encargo de Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que tem por intuito socializar os custos com o atendimento de localidades isoladas.

A penetração de fontes renováveis no atendimento a esse tipo de região é ínfima, apesar do grande potencial de geração das fontes eólica e solar ao longo do território brasileiro, conforme verifica-se no crescimento exponencial da participação dessas fontes na matriz energética nacional. Segundo o Plano Anual de Operação Energética dos SIs para 2018 [2], a proporção entre as fontes para atendimento à demanda de SIs é a apresentada no Quadro 1 abaixo, na qual estão excetuadas as importações.

Tabela 1 - Percentual de fontes no atendimento a SIs.

Fonte	Percentual
Óleo Combustível/Diesel	95,7%
Gás Natural	1,9%
Biomassa	1,4%

Geração Hidráulica	0,9%
--------------------	------

Fonte: ONS [1].

No entanto, já existem indicações por parte de órgãos planejadores do SIN para a aplicação de soluções híbridas, com fontes alternativas e sistemas de armazenamento de energia para o atendimento às comunidades isoladas. Por exemplo, o Ministério de Minas e Energia (MME) em publicação atrelada ao Programa Nacional de Universalização do Acesso ao Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos”, lançou o livro “Sistemas Híbridos- Soluções Energéticas para a Amazônia” (2008) no qual indica a viabilidade dessas soluções. Por sua vez, a EPE, durante o 2º Leilão para Atendimento a SIs, abordou a viabilidade de projetos com fontes alternativas para o suprimento de alguns lotes do certame e concluiu que sua utilização torna o preço da energia nessas comunidades menos volátil a elevações dos preços dos combustíveis. O Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição, 2017, elaborado pelo Instituto Nacional de Pesquisa Espacial, juntamente com a Universidade Federal de Santa Catarina, indica a solução fotovoltaica como uma das mais viáveis para o atendimento à demandas na região amazônica, devido à insidência solar elevada, com baixa variação intersazonal e adequada aos padrões técnicos recomendados para aplicação em sistemas híbridos de pequeno porte.

Pode afirmar-se então, que a hibridização no atendimento às demandas isoladas tem como principais vantagens:

- Apesar de um aumento no investimento inicial, pode levar à redução do custo da energia (R\$/MWh) da ordem de 5 a 8%, como nos casos analisados pela EPE no leilão acima citado;
- Menor variabilidade perante alterações incrementais no custo dos combustíveis;
- Redução do consumo de combustíveis fósseis;
- Desenvolvimento de técnicas e conhecimento em geração renovável em áreas isoladas;
- Armazenamento como substituição ao investimento em linhas e redes;
- Alternativas para o atendimento à ponta, para reserva e para controle de frequência;

Em complemento, vive-se hoje uma exigência social crescente pela utilização de fontes limpas e uma maior adequação ao desenvolvimento sustentável. Essa pressão é parte da revolução tecnológica que vem sendo vivenciada pelos sistemas de energia elétrica

ao redor do mundo, com ampliação massiva da utilização de energia fotovoltaica, eólica e onde possível, hidráulica.

Existe, portanto, um cenário de variados incentivos à utilização de soluções híbridas no atendimento à SIs, com impactos positivos nos âmbitos social, financeiro, tecnológico e ambiental. Esses benefícios podem ser incrementados ou prejudicados, caso os recursos de geração e armazenamento sejam utilizados de forma inadequada. Além da operação e manutenção dos equipamentos, um dos pontos mais impactantes nos custos de utilização dessas soluções é a forma de despacho energético aplicado ao sistema, podendo ser feito através de regras fixadas por lógica julgada coerente pelo operador ou através de modelos computacionais que busquem a otimização do uso dos recursos. Modelos de otimização podem trazer maior longevidade às instalações, impactando em menores custos com reposições e manutenções, além de benefícios a curto prazo, tornando o suprimento energético mais barato, dada à utilização ótima das fontes.

Para obter a melhor aplicabilidade desse tipo de solução, este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) propõe um modelo de otimização de despacho que minimize o custo do atendimento à carga, considerando expectativas de irradiação solar e carga, quando aplicado no gerenciamento energético de um SI.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo computacional para a realização do despacho otimizado, através de técnicas de programação linear inteira mista, de uma microrrede localizada em um SI composta por sistemas híbridos, tais com geração fotovoltaica, gerador a diesel e sistemas de armazenamento de energia, que atendem uma demanda específica.

Torna-se, devido a aplicação real desses sistemas e a natureza das fontes, um objetivo deste trabalho, a redução das despesas com a geração de energia e a obtenção de benefícios ambientais, através da redução de emissão de gases poluentes. Este tipo de despacho, permite economias técnico-financeiras, pois considera os custos atrelados às fontes e as utiliza de forma ótima, caracterizando assim outro objetivo deste trabalho.

Ademais, existem ganhos ambientais ao reduzir a utilização da geração a diesel.

2 SISTEMAS ISOLADOS

2.1 Histórico dos Sistemas Isolados no Brasil

O Sistema Elétrico Nacional iniciou seu desenvolvimento no fim do século XIX e ao longo de sua evolução passou por momentos de controle estatal intenso e expansão centralizada, por momentos de intensos investimentos estrangeiros e por grandes endividamentos governamentais.

A extensão territorial brasileira sempre se apresentou como um problema para o planejamento e a interligação do sistema. As regiões Sul e Sudeste, devido à sua maior ocupação populacional e a existência de maiores parques industriais, receberam mais intensamente investimentos na área de geração e transmissão. Contudo, mesmo tais regiões, dos primórdios do setor até recentemente, eram atendidas massivamente por geração regional.

Foi somente no início da década de 80 que as regiões Sul e Sudeste foram interligadas, assim como as regiões Norte e Nordeste. Ao fim da década seguinte, ocorreu a construção da interligação Norte-Sul, responsável por tornar o SIN mais robusto e conectar os extremos do país.

Esta interligação foi a grande responsável pela capacidade de transferência de energia entre as regiões brasileiras e a possibilidade de atendimento às áreas cuja situação conjuntural fosse desfavorável. O formato da rede de transmissão brasileira é ainda muito semelhante à do início do milênio, mas contando hoje com maior malhamento intra-regiões e com as importantes interligações das usinas do Rio Madeira.

Define-se aqui a figura dos Sistemas Isolados (SIs), como aqueles que não estão conectados ao SIN. Estes sistemas localizam-se majoritariamente na região norte devido principalmente à baixa industrialização da região e ao fato de que a malha de transmissão foi planejada para alcançar especialmente as gerações hidroelétricas, pouco presentes na região.

Foi também no fim da década de 90 e início dos anos 2000 que a primeira reforma do Setor Elétrico Brasileiro ocorreu, conhecida como RE-SEB, ela foi motivada pela crise energética vivida na época e acabou por trazer fortes impactos como: desverticalização do setor, privatização da geração, criação do ONS, fim da reserva geográfica de mercado, entre outros fatores que se mantém até hoje.

Em 2004 uma nova reforma setorial tomou lugar, cujas motivações provinham da modicidade tarifária, segurança de suprimento e da expansão social do acesso à energia elétrica. Neste momento, os SIs atendiam cerca de 3% da população nacional, alocados especialmente na região norte em uma extensão de 45% do território nacional. Esta demanda rondava 1GWmédio e provinha majoritariamente do setor residencial. Fatos estes que, atrelados a baixa industrialização da região, não justificavam o investimento na interligação destas regiões.

Apesar disso, na década seguinte ocorreu, sob o planejamento da Eletrobrás, a interligação sucessiva de diversos SIs. Estas interligações tomaram espaço devido a política de leilões adotados na reforma de 2004 na qual o empreendedor vencedor seria aquele cujo preço fosse o menor para o atendimento, criando assim um ambiente competitivo e que incentiva a eficiência.

A ANEEL organizou centralizadamente três leilões para atendimento a SIs (LSI) até a presente data, tendo sido realizados em 2010, 2015 e 2016. O quadro abaixo resume os resultados disponíveis no site da ANEEL [4].

Tabela 2 - Resultados Leilões para atendimento a SIs.

Leilão	Vendedor	Montante [MWm]	Preço [R\$/MWh]	Data Base
LSI 2010	CELPA - Centrais Elétricas do Pará	0,119	149,00	mar-10
LSI 2010	CELPA - Centrais Elétricas do Pará	4,564	148,50	mar-10
LSI 2010	CERR - Companhia Energética de Roraima	3,848	149,00	mar-10
LSI 2015	Brasil Bio Fuels	1,520	1.452,92	mai-15
LSI 2015	Consórcio Energia do Acre	23,007	1.000,00	mai-15
LSI 2015	Tecnogera	1,555	1.173,60	mai-15
LSI 2015	Consórcio Brasil BIO Fuels	3,715	2.101,31	mai-15
LSI 2016	Consórcio Geração Amazonas	33,041	1.152,23	jun-16
LSI 2016	Consórcio Geração Amazonas	26,914	1.170,80	jun-16
LSI 2016	CEPA - Consórcio Energia do Pará	58,907	1.228,00	jun-16

Fonte: ANEEL, 2018.

As distribuidoras responsáveis pelo atendimento a regiões isoladas também realizaram leilões de forma independente, autorizados pela agência reguladora.

Apesar da grande expansão do sistema de transmissão nas duas últimas décadas, ainda existem - como comentado na introdução - diversas localidades e regiões no território brasileiro não conectadas à rede básica. A população desses locais e o SIN se beneficiam de soluções com as quais seja possível reduzir o custo do suprimento energético, como as soluções híbridas que têm este potencial e trazem consigo benefícios ambientais.

3 REVISÃO REGULATÓRIA

A lei central quanto ao tratamento regulatório dos SIs é a Lei 12.111/2009, a qual define que as distribuidoras que atendem SIs devem suprir a totalidade de seus mercados por empreendimentos licitados através de leilões ou de concorrência.

A lei supracitada define também que a CCC supra ao concessionário a diferença entre o preço total de geração e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) no SIN, calculado pela ANEEL. Entende-se por custo total de geração todos os custos atrelados ao suprimento, incluindo: compra de combustíveis, contratação de energia, impostos, contratação de importação, contratação de capacidade reserva e investimentos comprovadamente necessários.

A CDE é um fundo setorial cujo objetivo é fornecer recursos para reembolsos ligados aos SIs e custos com a universalização do acesso à energia elétrica, dentre outros. Dentro da CDE residem a RGR e a CCC, contas com objetivos mais específicos. A CCC, proveniente da Lei 5.899/1973 teve como objetivo inicial o rateio dos custos com combustíveis no SIN e, desde 1992, passou a incluir os custos com a compra de combustíveis para o atendimento de SIs.

A gestão da CCC e de outras contas do setor, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Geral de Reversão (RGR), foram geridas pela Eletrobrás até 2016, resquício da época em que o setor era verticalizado, monopolizado e planejado pela estatal citada. A Lei 13.360/2016 institui que esta gestão passasse à Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) e, além de alterar e incluir possíveis usos dos recursos destas contas, atribuiu ao ONS a função de operar e planejar a curto prazo os SIs nacionais. Conjuntamente a esta função do Operador, vem as atribuições de fornecer à CCEE a previsão de carga, o consumo previsto de combustíveis, a previsão de geração de todas as fontes, bem como a de importação de energia. O Operador deve definir e consolidar também o Plano Anual de Custos da Conta de Consumo de Combustíveis.

O Decreto 7.246/2010 que regulamenta a Lei 12.111/2009 define que anualmente os agentes de distribuição deverão submeter ao aval do MME o planejamento quinquenal do atendimento aos SIs. Fica regulamentada também a obrigatoriedade da realização de licitação (leilão ou concorrência) para os projetos que visem atender esta classe de sistemas. Os agentes vendedores deverão apresentar à EPE os projetos concorrentes nesta licitação e tê-los habilitados por este órgão.

Neste decreto são definidas as condições de realização da licitação acima citada e destaca-se que está previsto que o objetivo seja a redução dos custos de geração e dos custos incidentes à CCC.

Este decreto também define que, desde que comprovada a redução dos custos com a compra de combustíveis, investimentos ou empreendimentos podem ser elegíveis à sub-rogação dos reembolsos da CCC. É elegível também a estes reembolsos o produtor independente que comprovar que comercializou energia com consumidor não atendido por concessionário local. Ademais, o decreto trata sobre as instalações de interconexão com o SIN e conexões internacionais.

Do ponto de vista infralegal na regulação dos SIs, destacam-se a Portaria MME nº 67/2018 e a Resolução Normativa 801/2017. Essa portaria veio em substituição à Resolução Normativa 471/2011 e estabelece as diretrizes da contratação das soluções de suprimento para SIs.

Quanto ao planejamento dos SIs, a portaria define que os agentes de distribuição devem enviar até 30 de junho de cada ano, ao MME, através da EPE, propostas de planejamento para o atendimento dos seus mercados consumidores situados em SIs para os próximos cinco anos. Tal proposta deve conter, no mínimo:

- Descrição geográfica das localidades com coordenadas, população, formas de acesso, enquadramento político administrativo;
- Valores históricos de perdas, consumo, carga de energia e demanda dos últimos três anos;
- Descrição da atual solução de suprimento e de demais possíveis soluções;
- Curvas típicas de carga e demanda máximas ano a ano no horizonte de planejamento;
- Prazo do vencimento dos contratos de compra de energia e potência existentes;
- Programação da desativação da geração própria;
- Necessidades de ampliação na contratação de oferta;
- Necessidades de contratação de reserva de capacidade;
- Proposta de divisão em lotes, caso haja necessidade de contratação;
- Previsão de interligação;
- Estado da rede de distribuição;
- Cronograma para obras de distribuição determinativas;

- Previsão da economia decorrente de programas de eficiência energética;
- Apresentação da inviabilidade técnica, econômica ou ambiental da conexão com o SIN.

A portaria define os objetivos da realização dos leilões, os requisitos técnicos dos agentes vendedores e dos projetos habilitados pela EPE. Ainda, fornece diretrizes sobre a execução do leilão, definindo a ANEEL como órgão aprovador do edital e homologador do resultado.

Por sua vez, a Resolução Normativa 801/2017 trata sobre o planejamento, gestão e processamento da CCC. Ainda, trata sobre os procedimentos para reembolsos pelo consumo de carvão mineral nacional através da CDE. No que tange aos SIs, esta resolução dita mais profundamente as atribuições da CCEE na gestão das contas citadas neste parágrafo, detalhando prazos, datas e métodos. Detalha também a forma de atuação do ONS e da ANEEL na gestão dos SIs, estipulando inclusive as datas, formatos e as informações obrigatórias para a comunicação entre estes órgãos no planejamento e operação dos SIs. Em complemento, esta mesma resolução apresenta os requisitos para a obtenção dos reembolsos da CDE e da CCC, assim como os requisitos de eficiência energética e os requisitos para a obtenção da sub-rogação da CCC e do reembolso tributário. Aborda-se aqui, de forma genérica o conteúdo desta resolução, pois têm-se como objetivo a apresentação do arcabouço legal e o aprofundamento nas metodologias nela expostas pouco somaria a este trabalho.

Na resolução objeto do parágrafo acima é também descrita uma das obrigações do agente beneficiário da CCC, seja como agente de geração ou de distribuição. Este deverá implementar, adequar e manter o Sistema de Coleta de Dados (SCD), destinado à mensuração de grandezas elétricas e do consumo de combustível. Tais medidas são posteriormente usadas para cálculo do reembolso devido. O SCD deverá ser implementado com base em requisitos técnicos estabelecidos pela CCEE.

Ainda no âmbito infralegal da regulação, destaca-se a Portaria 493/2012 que estabeleceu os procedimentos e condições para suprimento através de MicroSIs de Geração e Distribuição (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI), definidos como:

- MIDGI: sistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW;

- SIGFI: sistema de geração de energia elétrica, utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê exclusivamente por meio de fonte de energia intermitente.

Estas são duas subdivisões, não exaustivas, dos SIs. A implementação deste tipo de solução é de responsabilidade da distribuidora e neste tipo de atendimento são permitidas flexibilidades, tais como limitar o consumo de energia, não adotar medidores nas unidades consumidoras e restringir os períodos diários de suprimento. Tais flexibilidades requerem, no entanto, justificativas técnicas e estão sujeitas a padrões de qualidade verificados pela agência reguladora.

Têm-se então que o atual arcabouço regulatório referente aos SIs está sedimentado nas Leis 12.111/2009 e no Decreto 7426/2010 que fornecem a estrutura legal do planejamento, operação, comercialização, contratação e demais diretrizes gerais. As portarias e resoluções aqui citadas realizam a coesão e detalham os procedimentos necessários ao funcionamento do mercado e da operação destes sistemas.

Na seção seguinte aborda-se um dos programas de incentivo mais importantes para a interligação dos SIs no território nacional.

3.1 Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz Para Todos

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos” foi lançado em 2003 através do Decreto 4.873/2003, tendo como objetivo fornecer acesso à energia elétrica para a população brasileira do meio rural que ainda não o possuía. Na época de sua idealização existia aproximadamente 10 milhões de brasileiros sem acesso à energia, sendo que destes, mais de 90% apresentavam renda familiar abaixo de três salários mínimos e em localidades de baixo índice de desenvolvimento humano.

Através do Decreto 4.873/2003 o governo federal atribuiu ao MME a função de coordenar o programa, assim como de definir as metas e prazos. Coube às Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) a operacionalização dos projetos. Os recursos para este plano de eletrificação intensiva foram provenientes majoritariamente da CDE e da RGR, com participação também dos agentes do setor e aportes das esferas públicas municipal e estadual.

Em 2018 o programa foi prorrogado até 2022 e segundo o MME, até dezembro de 2017 mais de 16 milhões de brasileiros já foram beneficiados. A Grande maioria dos projetos ligados ao Luz para Todos

foram realizados através de soluções locais, caracterizando o atendimento à estas localidades como soluções de SIs e microrredes.

4 GERENCIAMENTO ENERGÉTICO DE MICRORREDES

4.1 Microrredes

A ANEEL define uma microrrede como uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída. É definido ainda o modo de operação ilhado de uma microrrede, como operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. Pode-se entender também que uma microrrede seja um conjunto de elementos de geração distribuídos e cargas, interconectados e que eletricamente podem ser vistos como um único elemento pela rede principal. Temos assim, que a associação de painéis solares com geradores a diesel e sistemas de armazenamento para o atendimento à uma demanda – como o caso em estudo - pode ser caracterizada como uma microrrede, conforme ilustra a Figura 1.

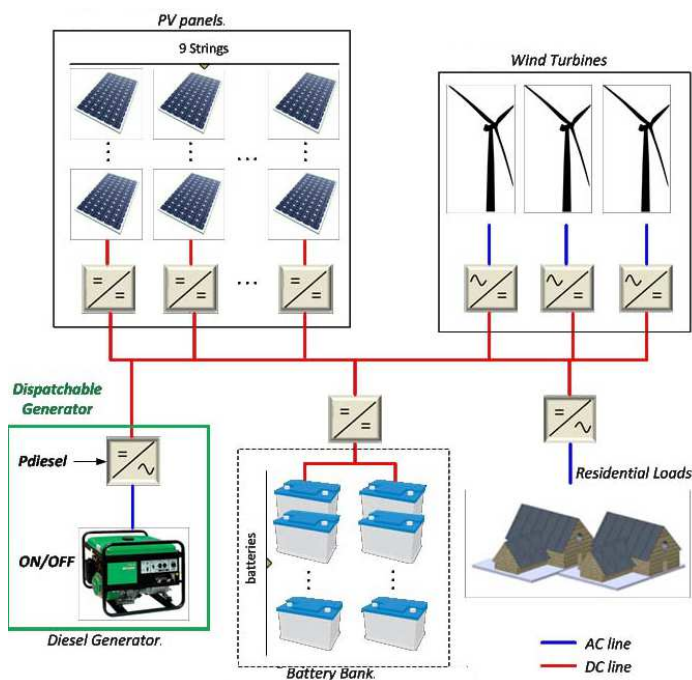


Figura 1 - Exemplo de microrrede isolada. Fonte: Bosio *et al*, 2016.

Os elementos que em geral compõem as microrrede são microturbinas a gás, células a combustível, células fotovoltaicas, pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais térmicas e geradores eólicos como micro geradores de energia. Os sistemas de armazenamento mais encontrados são baterias, volantes de inércia e ultracapacitores. Os sistemas de controle destas microrrede em geral são feitos por dispositivos eletrônicos, que além de determinarem o estado do elemento (conectado/desconectado) e sua potência de saída, podem também possibilitar a prestação de serviços ancilares, tais como compensação síncrona.

A utilização de microrrede conta com desafios nas esferas técnicas, financeiras e econômica. Os mais gerais destes desafios são citados abaixo.

- Dada sua menor escala o custo de implantação é bem mais elevado do que nos casos de sistemas de grande porte;
- Conforme eleva-se o número de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), eleva-se também a complexidade dos sistemas de controle e proteção;
- Microrredes são autorizadas a atender cargas prioritárias em caso de falhas da rede principal. Neste tipo de ocorrência, não há um controle de preço regulamentado e deixa de haver mercado, caracterizando-se um monopólio no qual o preço cobrado é de escolha do concessionário;
- Poucas nações contam com regulação e legislação sobre o funcionamento e operação de microrrede. No Brasil, este problema se agrava para a esfera operativa e infra legal, pois não há Procedimentos de Rede para a operação de microrredes.

Apesar dos problemas acima citados, a utilização de microrredes pode ser benéfica e vantajosa para o sistema e seus usuários. Em Choudhury *et al* (2009), os autores discorrem sobre o assunto e apontam:

- Elevação na qualidade do suprimento energético através da redução do tempo de parada devido às falhas e da operação isolada da microrrede. A redução da sensibilidade às falhas na transmissão ou geração, assim como o atendimento local do balanço entre carga e geração, também são fatores a serem citados. Além disso, a proximidade entre gerador e a carga é benéfica para o perfil de tensão com suporte de reativo e demais serviços ancilares;

- Economia de custo devido à utilização do calor proveniente da geração em outros processos (co-geração) que aumenta o desempenho de processos térmicos. Ainda, tem-se uma significativa redução de investimentos em transmissão e distribuição podem ser alcançados;
- Redução dos impactos ambientais, dado que a geração descentralizada presente em uma microrrede propicia uma redução nos impactos ambientais se comparada com fontes térmicas convencionais. Como exemplo, cita-se a redução das perdas em sistemas de transmissão e distribuição, tal que para a entrega da mesma quantidade de energia consome-se menos combustível;
- No tocante aos aspectos de mercado, no longo prazo a utilização de microrredes pode propiciar a redução do preço de venda de energia, tendo em vista o menor custo com perdas e com encargos de uso: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Além disso, perante incentivos, as microrredes podem passar a criar receita através do fornecimento de serviços ancilares.

O balanço entre benefícios e desafios para a implantação das microrredes é desbalanceado pela ausência de regulação para a utilização desses sistemas, assim como o baixo nível dos incentivos fornecidos e os custos atualmente ainda elevados para sua implantação. De todo modo, os custos podem ser reduzidos perante o desenvolvimento de pesquisas na aplicação desses recursos.

4.2 Gerenciamento Energético

Entende-se aqui por gerenciamento energético a elaboração de uma política de despacho no atendimento à carga em um sistema elétrico composto por REDs. Para a elaboração desta política, uma série de informações é requerida a qual está relacionada à natureza das fontes e das demandas. Há também forte dependência do ambiente regulatório de inserção da microrrede.

Outro grande ponto na elaboração do gerenciamento energético é a decisão da estratégia de resolução deste problema. No trabalho (Tenfen, 2015), apresentam-se três estratégias principais encontradas na literatura: (i) métodos numéricos de otimização; (ii) sistemas especialistas e lógica fuzzy; e (iii) controle hierárquico e descentralizado.

Neste trabalho, assim como na maioria dos trabalhos encontrados na literatura, será utilizada a estratégia (i), já que esta apresenta resoluções numéricas efetivas e permite a elaboração de uma política energética de qualidade.

Modelos de otimização numérica também são comumente implementados na solução de problemas de *unit commitment* – comissionamento de unidades. Ambos os problemas, i.e., o gerenciamento energético e o *unit commitment*, buscam uma solução ótima baseada em algum critério de solução e de confiabilidade de suprimento. No entanto, destacam-se abaixo as diferenças que segregam estes problemas:

- Gerações intermitentes (células fotovoltaicas e geradores eólicos) e de difícil previsão estão mais comumente nos problemas de gerenciamento energético do que nos de comissionamento de unidades;
- As restrições operativas dos recursos distribuídos possuem uma dinâmica muito mais rápida do que em relação às grandes unidades geradoras;
- No gerenciamento energético podem ser consideradas demandas diversas, inclusive passíveis de desligamento, que em geral não são modeladas no comissionamento de unidades;
- O modo conectado (não-ilhado) de operação de uma microrrede, que não é objeto deste trabalho, permite também a importação/exportação de energia para a rede principal.

Estas peculiaridades concedem ao problema do gerenciamento energético um grau de complexidade semelhante ao apresentado pelo *unit commitment* e o colocam na posição de um dos grandes desafios na implantação de microrredes atualmente.

4.3 Revisão do Estado da Arte

Há diversos trabalhos dedicados a realização de estudos sobre a aplicação de parques híbridos no atendimento a microrredes. Por exemplo, Tenfen et al (2015) abordaram um modelo de microrrede composta por uma microturbina à diesel, célula combustível, baterias, geradores eólicos e fotovoltaicos, demandas controláveis e demandas críticas. Os autores buscaram um modelo de otimização para o problema do gerenciamento energético para diversos horizontes de planejamento e discretizações, estando sujeito a restrições técnicas e econômicas. O

modelo proposto fez uso de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e trouxe resultados adequados ao gerenciamento do suprimento da microrrede estudada.

Outros autores ROSS et al (2011), propuseram um sistema baseado em conhecimento, ou seja, baseado em regras elaboradas empiricamente, com discretização horária em união a um algoritmo de despacho para atendimento a um sistema isolado considerando geradores a diesel e eólicos associados com sistemas de armazenamento de energia. O objetivo era a otimização do custo do suprimento, através da redução do uso dos geradores a diesel e da ocorrência de desperdício de energia. Tomou-se como determinístico os perfis de carga e de vento da região. O sistema implementado foi capaz de reduzir a ocorrência dos excessos de geração e consequentemente reduzir os custos de geração.

Uma abordagem diferente ao problema do despacho otimizado para atendimento à SIs é feita pelos autores Bosio F. et al (2016) que buscaram um sistema de otimização de despacho através de PLIM para o sistema isolado presente na Ilha dos Lençóis, cuja rede é suprida por geradores à diesel e fontes renováveis: geradores eólicos e painéis fotovoltaicos, além de um banco de baterias. Os autores adotaram uma modelagem linear para o custo da geração a diesel e compararam os resultados (custo de operação) obtidos pelo modelo de otimização com os alcançados com a política atual de despacho, que consiste no acionamento do gerador a diesel sempre que a geração renovável não atende à demanda ou quando bateria tenha alcançado seu nível mínimo de carga. Os resultados corroboram as vantagens financeiras para o atendimento à carga, com reduções de mais de 50% no custo operativo, devido ao aumento da exploração das fontes renováveis em 48% e à menor ocorrência de desperdícios de energia, nos quais a bateria não era capaz de absorver o montante excedente de geração renovável. Além disso, os autores concluem que a utilização da modelagem linear para custo de geração fóssil e a abordagem escolhida foram capazes de tornar o modelo bastante robusto para diversos horizontes de tempo em diversos números de discretizações distintos.

Também utilizando um modelo de PLIM para a solução do despacho ótimo, Moraes et. al. (2009) abordam o atendimento à demanda, introduzindo a figura de um Virtual Power Producer (VPP), definida como uma entidade produtora virtual, agrupando múltiplas tecnologias em múltiplos sites. Além disso, o VPP responsabiliza-se pela gestão do atendimento aos SIs, atuando na forma de operador, controlando o despacho das fontes e o atendimento ou corte de cargas. O papel de operador é assumido principalmente quando o VPP está ligado à

microrredes. A abordagem de otimização considera boas previsões de vento e sol e estipula a prioridade de utilização entre as fontes disponíveis: 1- Eólica; 2 – Solar; 3- Banco de Baterias; 4 – gerador a diesel (atuando como fonte de reserva). O objetivo é minimizar o custo da operação considerando um horizonte de 24 horas e permitindo ao VPP a gestão completa do portfólio de geração e inclusive o não atendimento à demanda. Os autores concluem sobre a robustez do modelo e a aplicabilidade desse tipo de sistema no gerenciamento do atendimento às SIs.

Outras técnicas de programação foram utilizadas para a solução da classe de problemas abordados pelos trabalhos acima. Por exemplo, Conti S. et. al. (2012) utilizaram um algoritmo evolutivo para a otimização do atendimento a um caso teórico de microrredes. O objetivo do algoritmo é a minimização do custo operacional e a redução das emissões poluentes. O problema abordado contava com geradores despacháveis (representando geradores térmicos) e geradores não despacháveis, como fontes renováveis (eólica e solar). O sistema a ser otimizado possuía também sistemas de armazenamento de energia e para sua resolução foi considerado que toda energia disponibilizada pelas fontes renováveis era injetada na rede ou armazenada, para suprimento posterior à carga. Os resultados apresentados pelos autores evidenciam a capacidade dos algoritmos de otimização de melhorar o desempenho do atendimento à microrredes, sendo possível manter os geradores despacháveis em seu estado de máximo rendimento ou inclusive, mantê-los desligados.

Chen et. Al. (2012), propõem uma análise através de algoritmos de otimização para o ideal dimensionamento do sistema de armazenamento – baterias, em uma microrrede. A análise é feita sobre um sistema que além das baterias contém células combustíveis, microturbinas térmicas, painéis fotovoltaicos e geradores eólicos. Este sistema pode operar tanto ilhado como conectado à rede principal. Os pesquisadores adotaram como restrições o balanço energético, limites de variação na carga das baterias, restrições de reserva para o sistema, restrições de rampa e de limites superiores e inferiores de geração. Foram adotadas duas funções objetivos ao longo do trabalho, para o modo de operação ilhado o algoritmo visa a minimização dos custos de geração, modelados como: custos com a microturbina, custos com a célula combustível, custo com a operação dos módulos solares e com o gerador eólico. No modo conectado à concessionária a função objetivo se altera para buscar a maximização da diferença entre os ganhos com venda de energia para a rede e os custos calculados no cenário ilhado. O problema foi modelado

como de natureza linear inteira-mista e ambos os cenários (ilhado e conectado) trouxeram benefícios, seja redução dos custos ou receitas positivas pela comercialização de energia.

Mayhorn et. al. (2012), analisando um sistema com alta penetração de geração eólica propõem um problema de otimização com múltiplos objetivos visando minimizar: o custo com combustíveis, a variação na potência de saída dos geradores a diesel, os custos com a manutenção e substituição das baterias. Além de maximizar a capacidade de manter o balanço energético. Em parceria ao algoritmo de otimização duas soluções para o controle e manutenção da segurança do sistema são propostas: um modelo com controle preditivo em malha fechada e um modelo em malha aberta com despacho baseado em previsão. Os autores concluem que em atuação conjunta com o algoritmo de otimização o controle em malha fechada é capaz de evitar e corrigir incertezas na segurança do suprimento trazidas pela variabilidade da geração eólica e da demanda.

Em seu trabalho Hopkins et. al. (2012), os autores abordam uma microrrede na qual há a presença de um sistema de armazenamento composto por baterias e a geração é feita através de painéis fotovoltaicos. O algoritmo proposto tem por objetivo a minimização dos custos com carga e descarga das baterias e a maximização da receita proveniente da comercialização de energia com a rede principal. As restrições são dadas pelas barreiras máximas e mínimas de potência de carga e descarga nas baterias e pelo balanço energético na microrrede. O problema é de natureza linear e para sua solução os autores utilizaram o software MATLAB através de sua função linprog. Os autores concluem que a utilização do algoritmo, apesar de trazer resultados numericamente positivos, perde a viabilidade financeira quando são considerados os custos de implantação e manutenção do sistema.

No trabalho Khodr et al, (2012) os autores analisam uma microrrede consistida de uma turbina eólica, um módulo solar, uma célula combustível e dois bancos de bateria. O problema é formulado com o afim de minimizar as perdas de potência ativa e os custos com a geração de energia, o que conduz a uma natureza quadrática inteira-mista. A solução é obtida através da implementação em GAMS – General Algebraic Modeling System e o algoritmo proposto atua como um VPP gerenciando as fontes e o armazenamento de energia e buscando assegurar um funcionamento global eficiente, considerando os custos de manutenção, operação e geração. As restrições inseridas no problema são referentes às perdas nas linhas de transmissão, aos limites superiores e inferiores de geração de cada fonte (incluindo carga e descarga da

bateria). O estudo, apesar de ser aplicado a uma microrrede de baixa potência utilizada para suprir o laboratório dos pesquisadores, demonstra em seus resultados a efetividade deste método de solução para o despacho e controle de microrredes, tornando-se assim um ponteiro para maiores desenvolvimentos e aplicações em microrredes de maior porte.

Em seu artigo, Guo et al (2012), os autores utilizam um algoritmo de otimização do tipo enxame de partículas - Particle Swarm Optimization - com restrições de atendimento à demanda, rampa dos geradores térmicos e limites de produção dos geradores. O objetivo deste algoritmo é a minimização do custo de geração e da emissão de gases poluentes. Os autores analisam a inclusão de sistemas de armazenamento e de geração eólica em um sistema deste tipo e comparam três casos: inicialmente não há a integração do gerador eólico e do SAE. Em um segundo caso, o gerador eólico é incluso sem o armazenamento e em um terceiro, ambos são integrados ao sistema inicial. Os resultados apontam para um aumento nos custos de geração com a adoção desta integração, mas uma redução na emissão dos gases poluentes.

Os pesquisadores Asato et al (2010), tendo em vista a tendência global de aumento da demanda, degradação do fator de carga (distribuição da demanda ao longo do período diária), penetração de fontes renováveis em geração distribuída e o aumento de cargas controláveis, tais como veículos elétricos, analisam uma alternativa para se contrapor aos pontos negativos trazidos pela intermitência das gerações em microrredes. Os autores propõem um algoritmo de otimização cuja função objetivo é minimizar os custos com a geração a diesel, sendo este composto pelo custo com combustível e pelo custo de acionar o gerador (custo fixo). A microrrede utilizada na simulação conta com geração eólica, solar, diesel, banco de baterias, cargas controláveis e opera isolada da rede. Além disso, as previsões de vento e radiação solar são consideradas determinísticas e as restrições inseridas no problema são: balanço energético do sistema, limites de geração, limites de potência na carga ou descarga das baterias e limites para a potência das cargas controláveis. O algoritmo tem sucesso em reduzir os custos com atendimento à carga.

Goya et al, (2012), analisam uma microrrede composta pelos mesmos elementos que os pesquisadores acima e propõem um algoritmo de otimização cuja função objetivo é a redução dos custos atrelados ao consumo de combustível e à partida dos geradores térmicos. As restrições do problema são as de balanço energético do sistema, limites de geração, de carga e descarga da bateria e os fluxos de potência entre os nós da microrrede. O sistema analisado possui sete barras, três geradores eólicos,

três painéis fotovoltaicos, quatro baterias, e uma dúzia de unidades termelétricas. As fontes térmicas possuem uma prioridade de despacho entre si, na qual o gerador de maior potência deve ser primeiramente utilizado. Os resultados obtidos são coerentes com a expectativa dos pesquisadores e demonstram a efetividade do algoritmo na gestão da carga e do suprimento.

Muitos outros autores, no Brasil e mundo afora, abordam o tema do suprimento energético a comunidades isoladas, já que essas não são exclusivas ao território nacional. É preponderante a preocupação social e ambiental no desenvolvimento de pesquisas nessas áreas e a construção de técnicas de otimização robustas para a solução do gerenciamento energético dessas comunidades se torna cada vez mais relevante. Tendo em vista a permeabilidade das fontes renováveis nas matrizes energéticas ao redor do mundo e a redução dos custos relacionados à implantação de sistemas híbridos, que foram e permanecem sendo o maior fator de bloqueio a implantação de soluções de caráter renovável.

5 MODELAGEM DO PROBLEMA

5.1 Fontes Renováveis Renováveis

As fontes energéticas que podem apresentar significativa variação de potência em um curto intervalo de tempo são definidas como fontes intermitentes. Neste trabalho serão revistas teoricamente as fontes de conversão de energia eólica e de geração fotovoltaica, no entanto a microrrede objeto do estudo não conta com aerogeradores, somente com painéis solares. Estes geradores geralmente não permitem o controle de sua potência de saída, sendo assim modelados por uma previsão de geração baseada na expectativa de irradiação solar e vento. Esta previsão é utilizada como um dado de entrada no gerenciamento energético.

5.1.1 Geração Solar Fotovoltaica

A radiação solar quando incidente em alguns materiais, geralmente semicondutores, é capaz de produzir uma diferença de potencial entre os terminais, a esse fenômeno se dá o nome de efeito fotovoltaico. Este tipo de material é usado na concepção das células fotovoltaicas que quando agrupadas formam os módulos fotovoltaicos (LORA e HADDAD, 2006). A Figura 2 apresenta um exemplo de painel fotovoltaico, composto pelo agrupamento de módulos.



Figura 2 - Painel Fotovoltaico. Fonte: <https://www.oceanenergia.com>

O potencial para a implantação de geração solar no território brasileiro é elevadíssimo. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, os melhores índices de radiação solar encontram-se na região Nordeste. No entanto, mesmo nas outras regiões, os índices ainda são muito superiores aos apresentados por países nos quais a utilização de geração solar já é consolidada, tais como França e Alemanha. A Figura 3 apresenta através de mapa de calor o potencial de geração ao longo do território nacional.

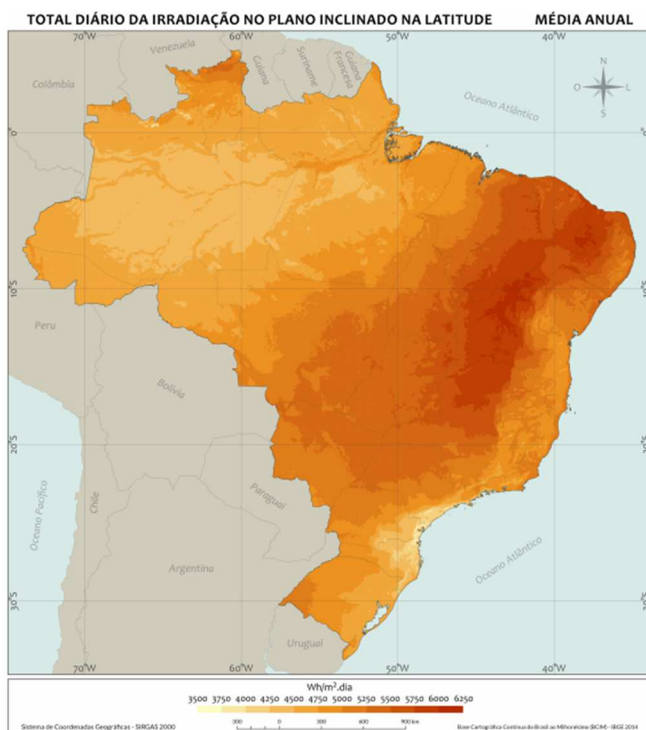


Figura 3 – Potencial de Geração Solar. Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar.

A geração solar depende dos seus aspectos construtivos, da temperatura dos painéis e dos índices de radiação. Nota-se, portanto, a dependência do local de instalação e da carência de um bom previsor de incidência solar para a um planejamento preciso da operação destes painéis.

Chen et al., (2012) apresenta uma modelagem para a geração solar que relaciona os fatores acima citados. Esta modelagem está representada na equação (1).

$$PV_t = \eta \cdot S \cdot I_t \cdot [1 - CPV(T_{o_t} - 25)] \quad (1)$$

Em que:

η é a eficiência do gerador fotovoltaico;

S é área total dos painéis fotovoltaicos (m^2);

I_t é irradiação solar incidente sobre os painéis fotovoltaicos no instante t (kW/m^2);

CPV é uma constante que depende do material dos painéis fotovoltaicos ($^{\circ}C^{-1}$);

T_{o_t} é a temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos no estágio t ($^{\circ}C$).

A geração solar apresenta algumas vantagens sobre outras fontes distribuídas, como zero emissão de gases poluentes e ausência de ruídos provenientes do processo. No entanto, em geral, a eficiência de painéis solares não é muito elevada, rondando 20%. Além disso, é impossível realizar o armazenamento de energia no equipamento em si, de tal forma que o consumo deve ocorrer no momento da geração ou deve-se fazer uso de tecnologias de armazenamento, tais como banco de baterias.

5.1.2 Geração Eólica

A geração de através de geradores eólicos se dá pela conversão de energia cinética de translação em energia cinética de rotação, mediante a captura das rajadas de vento pela estrutura do aerogerador. Em geral, esta estrutura é composta pelas seguintes partes (Enersud, 2014.):

- Rotor eólico ou pás: responsável pela conversão e transmissão da energia cinética para o eixo em energia rotativa;
- Gerador: realiza a conversão da energia mecânica rotativa em energia elétrica;
- Sistema de direcionamento: realiza o alinhamento do aerogerador com as rajadas de vento, afim de capturar um melhor desempenho;
- Sistema de proteção e segurança: atua através do desligamento do aerogerador perante a presença de ventos muito fortes;
- Controlador de demanda: realiza o controle da geração necessária.

Este tipo de geração, conforme comentado é intermitente e depende principalmente do diâmetro do rotor, da eficiência do processo e ao valor cúbico do vento incidente. Deste modo, a Equação 2 apresenta a

relação da potência nominal de um aerogerador e seus parâmetros, conforme CHEN et al. (2012).

$$PW_t = \begin{cases} 0, V_t \leq VC \\ PR \cdot \left(\frac{V_t - VC}{VR - VC} \right), VC \leq V_t \leq VR \\ 0, V_t \geq VF \end{cases} \quad (2)$$

Em que:

PW_t é a geração eólica prevista para o estágio t (kW);

V_t é a velocidade do vento da geração eólica no estágio t (m/s);

PR é a potência nominal da geração eólica (kW);

VC é a velocidade mínima necessária de vento da geração eólica (m/s);

VR é a velocidade nominal de vento da geração eólica (m/s);

VF é a velocidade máxima do vento para corte da geração eólica (m/s).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2013 traz estudos quanto ao potencial de implantação desta fonte no Brasil. O território nacional apresenta grandes possibilidades para a expansão desta fonte, principalmente na região Nordeste. No entanto, a região Norte, na qual estão grande parte dos SIs, apresenta ventos abaixo dos 7 m/s (metros por segundo), considerados mínimos para a geração eólica eficiente. A Figura 4 apresenta a velocidade média dos ventos no território brasileiro.

Apesar do grande potencial Brasileiro e global para geração eólica, muitas das áreas promissoras sofrem restrições socioambientais, visto que, apesar de ser considerada uma fonte limpa, a geração eólica traz consigo alguns impactos, como:

- Uma larga área de terra para instalar os aerogeradores, pois os mesmos devem estar espaçados a uma distância de 5 a 10 vezes o tamanho da torre (aprox.50m);
- Ruído significativo devido ao fluxo de ar nas pás e aos equipamentos que fazem a conversão desta energia;
- Impactos visuais devido às sombras formadas pelas pás e às características construtivas (tamanho, cor, etc.) destes aerogeradores.

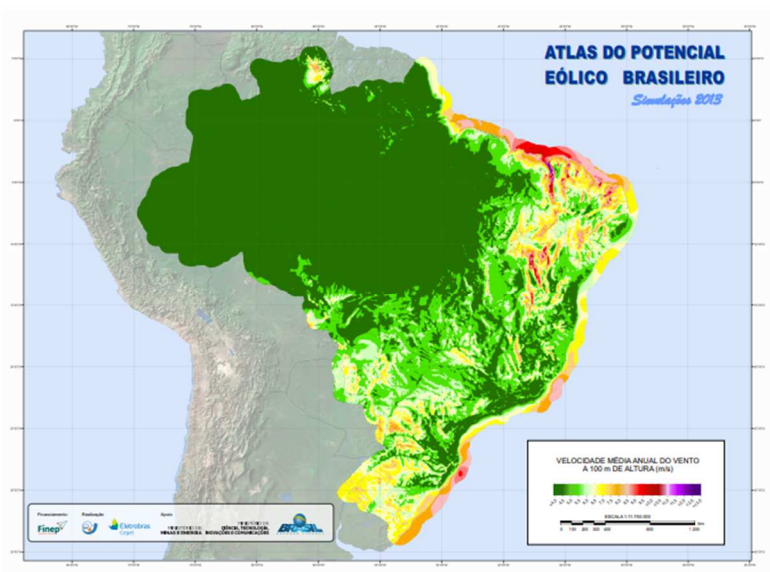


Figura 4 - Velocidade Média Anual do Vento. Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2013.

5.2 Sistemas de Armazenamento de Energia

Perante a intermitência das fontes de geração eólica e solar, a utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE) traz complementariedade ao problema do gerenciamento energético. Pode-se obter uma maior qualidade e confiabilidade no suprimento energético, além de possibilitar o gerenciamento de variações bruscas na demanda e no preço, assim como a possibilidade de operar ilhadamente a microrrede. A modelagem dos SAEs depende principalmente de alguns fatores, tais como:

- Capacidade de armazenamento: refere-se à capacidade máxima e mínima de armazenamento e pode incluir níveis ótimos de energia a serem mantidos;
- Potência máxima de carga e descarga: refere-se a máxima taxa de variação de carga entre dois estágios de tempo consecutivos;
- Eficiência de carga e descarga: representa a perda de energia no processo entre os ciclos de carga e descarga do SAE;

- Autodescarga: os sistemas de armazenamento podem apresentar redução em seu estado de carga ao longo do tempo mesmo sem a utilização do recurso.

A integração de SAEs com fontes renováveis e outros recursos distribuídos pode ser feita de tal forma que o conjunto seja visto pela rede como uma única fonte despachável. Atualmente, a maior barreira para a utilização de SAE é o elevado custo de implantação. No entanto, pode-se observar que o mercado e os usuários têm apresentado uma curva de aprendizado quanto à utilização desses recursos e há a expectativa de redução de custos.

5.3 Demanda

Uma das principais diferenças entre os problemas de gerenciamento dos sistemas elétricos de grande porte é o gerenciamento energético de microrredes é o tratamento dado a demanda. Em microrredes, a demanda pode ser vista, simplificada, de três maneiras:

- Demanda crítica: tipo de demanda que recebe prioridade de suprimento, especialmente perante falhas. Este tratamento é requisitado por demandas que não podem deslocar seu consumo ou serem desligadas, ou ainda, aquelas cujo custo de desligamento é muito elevado;
- Demandas deslocáveis: possuem a capacidade de se conectarem em diversos horários do dia em resposta a eventos como picos de preço ou falhas na rede principal. Durante a operação ilhada apresentam um fundamental papel, pois podem ajudar a reduzir os picos de demanda;
- Demanda interruptivas: podem se desconectar da rede em determinados instantes, seja em resposta a preço ou para alívio de ponta. Em outras palavras, o suprimento a essas cargas podem ser interrompidas perante a ocorrência de algum evento que apresente ao operador ou a demanda interesse na interrupção.

5.4 Gerador a Diesel

Geradores a diesel são soluções usualmente utilizadas no atendimento a SIs, pois quando comparados com outras fontes apresentam baixo custo de implantação. Do ponto de vista do suprimento

energético estes geradores apresentam características positivas, tais como:

- **Despachabilidade:** O despacho desta fonte não depende de fatores além da disponibilidade de combustível e, portanto, pode ser utilizada segundo decisões operativas;
- **Rápida tomada de carga:** Geradores térmicos de pequeno porte, geralmente presentes em SI e microrredes, podem alterar consideravelmente sua potência de saída em curtos intervalos de tempo.

No entanto, o suprimento energético através de fontes térmicas é caro, devido às despesas incorridas na aquisição, no transporte e no armazenamento do combustível. Fontes fósseis, tal como óleo diesel, são emissores de gases poluentes e vão na contramão da revolução energética que rumo para matrizes energéticas limpas e renováveis, conforme apontado por Asato *et al* (2010).

Neste trabalho, adota-se uma modelagem linear para o custo atrelado à geração a diesel. Apesar destes geradores geralmente serem representados por funções lineares por parte, ou funções de ordem mais elevada, para geradores de pequeno porte uma representação linear é geralmente adequada (Bosio F. et al., 2016).

As restrições de rampa de tomada de carga e de acionamento também serão desconsideradas, aproximação coerente para geradores deste porte e já utilizada na literatura por outros autores, tais como (ROSS, M. et al., 2009).

O modelo aqui utilizado será o C40D6 da Cummins Power Generation, cuja representação de consumo proveniente do manual do fabricante é linear em relação a potência de saída.

5.5 Modelo de Otimização

Neste trabalho é proposto um modelo de otimização para o problema do gerenciamento energético de um microrrede. Tal microrrede é composta por:

- Um gerador a diesel de 42 kW;
- Módulos fotovoltaicos com 21 kW de potência instalada;
- 10 conjuntos de baterias com 240 Vdc e 120 Ah, totalizando uma capacidade de armazenamento de 288 kWh;
- Um conjunto de demandas críticas de 9,80 kW médios diários.

Cada elemento acima foi modelado matematicamente e inserido no modelo de otimização representado pelas equações detalhadas a seguir.

$$\min F = \sum_{t=1}^T [(\mathbf{C0} \cdot pg_t + \mathbf{C1} \cdot u_t + sc_t) + \mathbf{CD} \cdot pd_t + \mathbf{CE} \cdot pe_t] \quad (3)$$

sujeito a:

$$pg_t + bd_t - bc_t - pe_t + pd_t = L_t - \mathbf{GS}_t \quad (4)$$

$$c_t - c_{t-1} + \mathbf{ED} \cdot bd_t - \mathbf{EC} \cdot bc_t = 0 \quad (2)$$

$$\mathbf{G}^{\min} \cdot u_t \leq pg_t \leq \mathbf{G}^{\max} \cdot u_t \quad (3)$$

$$sc_t \geq \mathbf{SC} \cdot (u_t - u_{t-1}), \quad sc_t \geq 0 \quad (4)$$

$$0 \leq bc_t \leq \mathbf{BC}^{\max} \cdot z_t \quad (5)$$

$$0 \leq bd_t \leq \mathbf{BD}^{\max} \cdot (1 - z_t) \quad (9)$$

$$\mathbf{C}^{\min} \leq c_t \leq \mathbf{C}^{\max} \quad (10)$$

$$u_t, z_t \in \{0,1\}. \quad (11)$$

Em que:

t é índice de estágios tempo em horas, tal que $t=1,...,T$;

$\mathbf{C0}$ é o custo variável unitário da geração a diesel (R\$/kWh);

pg_t representa a geração do gerador a diesel no estágio t (kWh);

$\mathbf{C1}$ é o custo fixo do gerador a diesel (R\$/h);

sc_t é o custo de partida do gerador a diesel no estágio t (R\$);

\mathbf{CD} é o custo variável unitário do déficit (R\$/kWh);

pd_t representa a energia associada ao déficit no estágio t (kWh);

\mathbf{CE} é o custo variável unitário do excesso de geração renovável (R\$/kWh);

pe_t representa a energia associada ao excesso de geração renovável no estágio t (kWh);

bd_t representa a potência de descarga da bateria no estágio t (kW);

bc_t representa a potência de carga da bateria no estágio t (kW);

pe_t representa a geração em excesso no estágio t (kWh);

L_t é a demanda de energia no estágio t (kWh);

\mathbf{GS}_t é a geração solar no estágio t (kWh);

c_t representa o estado de carga da bateria no final do estágio t (kWh);

\mathbf{ED} representa a eficiência associada com o processo de descarga da bateria;

\mathbf{EC} representa a eficiência associada com o processo de carga da bateria;

$\mathbf{G}^{\min, \max}$ são as gerações mínima e máxima do gerador a diesel (MWh/h);

u_t é a variável binária que indica se o gerador a diesel está ligado ($u_t = 1$) ou desligado ($u_t = 0$) no estágio t ;

SC é o custo de partida do gerador a diesel (R\$);

BC^{max} é o limite máximo permitido para o processo de carga da bateria (kW);

z_t é a variável binária que indica se a bateria está em processo de carga ($z_t = 1$) ou descarga no estágio t ;

BD^{max} é o limite máximo permitido para o processo de descarga da bateria (kW);

C^{min,max} são os limites mínimos e máximos para o estado de carga da bateria (kWh).

No problema, (3) representa a função objetivo que visa minimizar os custos associados com a geração diesel, processo de carga e descarga da bateria através de sua eficiência, custo com potência de excesso de geração renovável e ainda a penalidade por falta de energia, isto é, o déficit. Os custos com a geração térmica são dados pelo custo variável e fixo pelo consumo de combustível e o custo de partida da unidade.

No tocante ao conjunto restrito, (4) representa a restrição de atendimento à demanda de energia em cada estágio de tempo, (5) refere-se à equação de balanço de carga da bateria considerando as perdas envolvidas nas trocas de energia entre a bateria e a microrrede. Em (6) modela-se os limites de geração do gerador a diesel. Por sua vez, o custo de partida do gerador é computado pelas desigualdades em (7). Os limites para a potência de carga e de descarga da bateria estão representados por (8) e (9), respectivamente, ressaltando-se que essas restrições evitam que a bateria carregue e descarregue simultaneamente. Por fim, (10) e (11), representam os limites para a energia armazenada na bateria e as restrições de integralidade, respectivamente.

Tendo em vista que nenhuma das equações acima é não-linear e que, se fez necessária a utilização de variáveis binárias, o problema proposto se caracteriza como um modelo de PLIM. Além disso, um tratamento determinístico é adotado para a expectativa de geração da fonte solar. Para a solução deste problema foi utilizado um *script* em plataforma MATLAB, a qual fornece a função *intlinprog* capaz de lidar com problemas desta natureza. É interessante ressaltar que a complexidade da solução varia fortemente com sua dimensão, que por sua vez está ligada à quantidade de recursos representados na microrrede, o número de discretizações e o horizonte de otimização e com a modelagem escolhida. Saliencia-se que o número de discretizações está relacionada com a política de qualidade desejada, no entanto, encontram-se problemas

computacionais à medida que a complexidade cresce e com ela o tempo de solução e este deve ser menor que o intervalo necessário para a tomada de uma decisão operativa.

O capítulo seguinte traz os resultados encontrados por este modelo perante cenários de geração, demanda e carga inicial da bateria.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1 Dados de Entrada Determinísticos – Geração Solar e Demanda

Nos casos aqui analisados foram consideradas como determinísticas as curvas de geração solar e o perfil de consumo de energia no SI.

O perfil de geração solar foi construído a partir da curva de irradiação solar para a região amazônica, tomando como ponto de referência a cidade de Rio Branco, maior cidade próxima a uma série de Sistemas Isolados nas margens do Rio Purus. Os dados de irradiação foram retirados da plataforma PVWatts Calculator. Esta plataforma, através da inserção dos dados referentes à instalação dos painéis a ser analisada (potência, arranjo, inclinação e azimuth) e dos dados históricos de radiação, fornece o perfil de geração solar esperado ao longo de um ano, com discretização hora a hora.

A Figura 5 traz o perfil de geração do mês de janeiro obtido da plataforma, como exemplo dos dados.

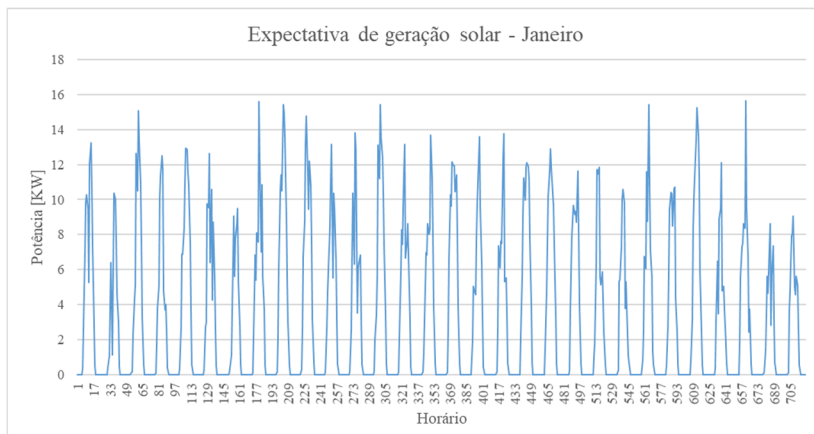


Figura 5 - Perfil de Geração Solar, Sistema com 21kW em Rio Branco, Brasil.

Fonte: <https://pvwatts.nrel.gov>.

Para a obtenção da curva diária de demanda, foi realizado o procedimento descrito a seguir: da Nota Técnica - Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas obteve-se o perfil de carga diário de um SI predominantemente residencial. O SI de Araras no Amazonas apresenta esta característica e foi tomado como caso base para a construção da curva em valores *por unidade* referenciados à média diária. A Figura 6 traz a curva construída:

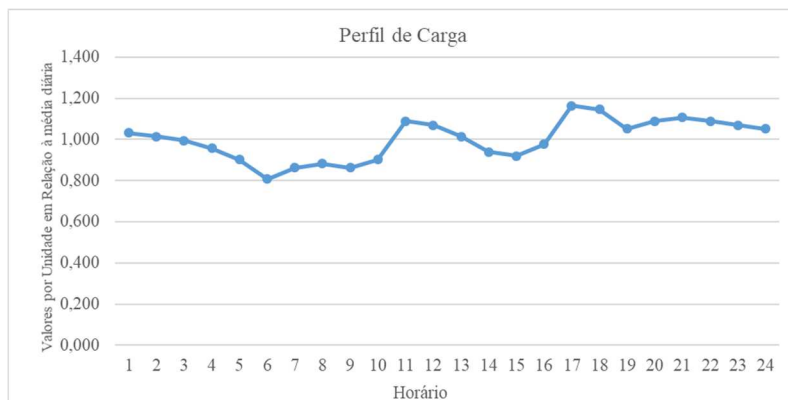


Figura 6 - Perfil de carga. Fonte: Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas, Eletrobrás.

De posse do perfil diário da demanda buscou-se construir o perfil anual da carga. Para tal, foi utilizado o histórico da EPE dos últimos cinco anos para a modulação da carga residencial de sistemas isolados no Brasil, ou seja, os comportamentos da carga ao longo dos meses do ano no último quinquênio. Foi então, calculado um valor médio para cada mês e este foi posto em valores *por unidade* com a média global atuando como base (referência).

O cruzamento da informação diária com a carga média mensal resultou na formulação de um perfil diário padrão para cada mês, ou seja: ao longo dos dias de um mesmo mês a carga irá se comportar da mesma forma. E entre os meses a variação se dará na amplitude da curva, contudo obedecendo o mesmo perfil mostrado na Figura 6.

A Figura 7 apresenta o acima descrito, na qual estão apresentados os perfis de carga para todos os doze meses do ano.

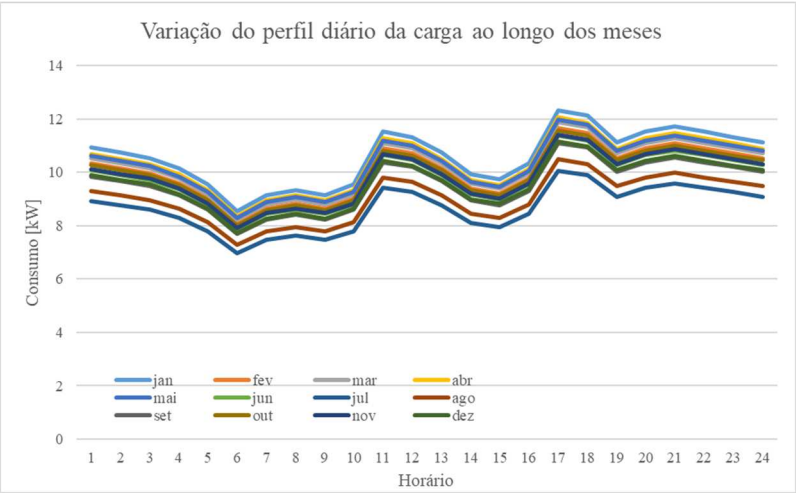


Figura 7 - Variação do perfil diário da carga ao longo dos meses

Ambas as previsões, de geração solar e de demanda, são consideradas assertivas, ou seja, de boa qualidade e assim, foram tratadas como determinísticas na solução do PL.

Os dados do sistema simulado estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Elementos do Sistema no Caso Padrão

Caso Padrão	
Elemento	Potência
Diesel [kW]	42
Painéis Solares [kW]	21
Bateria [kWh]	288
Demanda [kWmédios]	9,8075

Na Tabela 3 a informação de demanda está expressa em quilo watts médios que representam o valor médio da demanda ao longo do perfil anual de carga. Ao longo dos meses este valor médio varia, já que os perfis mensais são distintos.

A Tabela 4 apresenta os dados de entrada fornecidos para o modelo computacional.

Tabela 4 - Dados de entrada do modelo

RED	Variável	Valor
Bateria	Eficiência de Carga	0,96
	Eficiência de Descarga	1,04
	Energia Inicial e Final [KWh]	144,00
	Potência Máxima de Carga e Descarga [kW]	144,00
Gerador a Diesel	Custo Fixo [R\$/hora]	R\$ 10,00
	Custo Variável [R\$/kWh]	R\$ 20,00
	Custo de Acionamento [R\$]	R\$ 0,20

A subseção a seguir aborda os resultados numéricos encontrados para o problema nos casos analisados.

6.2 Resultados Numéricos

Esta subseção dedica-se a análise dos resultados obtidos nas simulações. Serão abordados 3 casos distintos, com intuito de validar o otimizador e retirar conclusões quanto à operação de microrredes híbridas.

6.2.1 Casos Analisados

Os três casos distintos de configuração do sistema foram denominados de caso padrão, caso otimista e caso pessimista.

O caso padrão consiste na otimização do sistema, quando este opera com total disponibilidade das fontes e com as previsões de demanda e de geração solar sendo assertivas. Ou seja, temos para os elementos do sistema:

No caso otimista considera-se que a variabilidade da geração solar e da demanda atuaram benéficamente ao sistema, tal que a demanda real seja 10% menor que a prevista e a geração solar seja 10% acima da previsão.

Por sua vez, o caso pessimista considera o contrário: a variabilidade atua negativamente ao sistema, de forma que a demanda seja 10% maior que a prevista e a geração solar se concretize em 10% abaixo da previsão.

As condições das simulações são citadas abaixo:

- Diesel desligado no estágio inicial;
- Bateria inicia o primeiro estágio de tempo com 50% da carga (144kWh);
- Bateria deve encerrar o último estágio com carga igual a inicial;
- Limite inferior de carga da bateria é de 30% de seu valor máximo;

A carga final da bateria foi escolhida de forma que, para o próximo horizonte de otimização, o operador disponha da bateria em estado idêntico ao do início do horizonte anterior, permitindo que este operasse a rede de forma adequada.

As subseções a seguir apresentam os resultados para as simulações em horizontes distintos: diário, semanal e mensal.

6.2.2 Horizonte Diário

6.2.2.1 Caso Padrão

Neste caso foi analisado o comportamento do despacho da microrrede perante um horizonte de otimização diário, considerando um perfil de carga típico de janeiro e o comportamento da geração solar esperada para o primeiro dia desse mês.

Conforme citado anteriormente as previsões são consideradas como assertivas para o caso padrão. A Figura 8 apresenta a geração solar diária esperada e considerada na simulação.

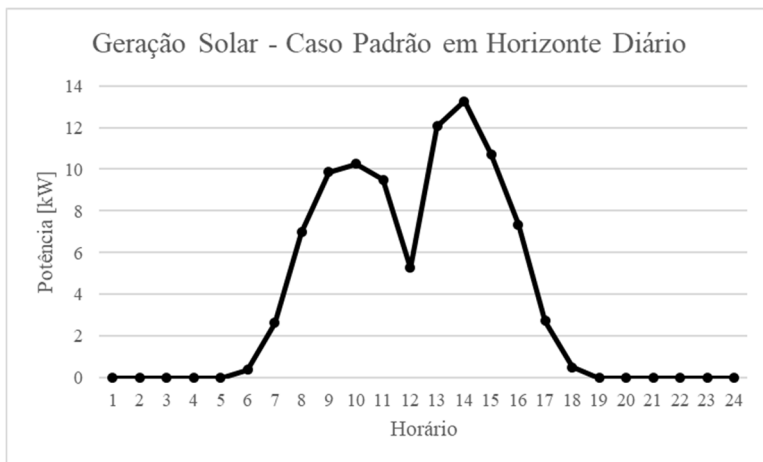


Figura 8 - Geração solar - Caso padrão em horizonte diário.

O custo ótimo encontrado para a operação nestas condições foi de R\$ 3.298,63. O gerador a diesel produziu 163,05 kWh, enquanto a geração solar contabilizou 91,54 kWh. Por sua vez, a bateria consumiu do sistema 7,97 kWh e injetou nele 7,35 kWh. Não houve a ocorrência de déficit de energia e nem de potência de excesso para a geração renovável.

A Figura 9 abaixo apresenta o estado de carga da bateria ao longo da operação do sistema.

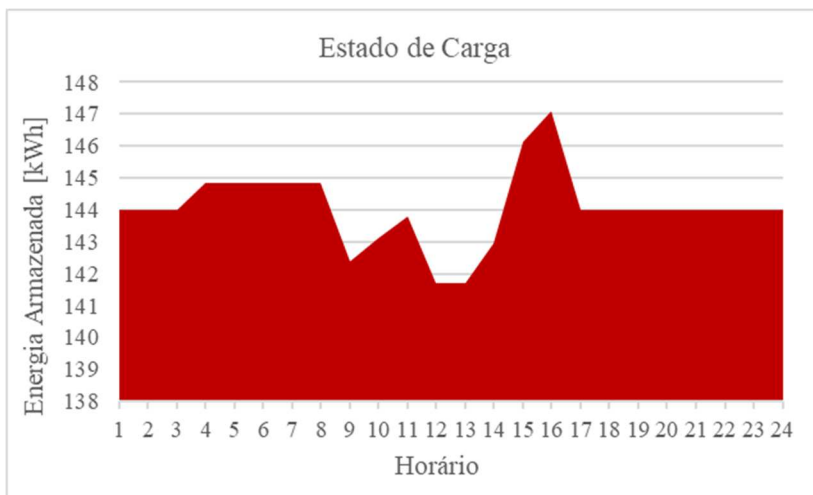


Figura 9 - Estado de Carga da Bateria - Operação Diária no Caso Padrão

A bateria apresenta baixa penetração ao longo do horizonte diário, visto que a geração solar em sua ocorrência atende quase que majoritariamente a demanda. O gerador a diesel é mantido despachado ao longo da manhã e ao fim do dia, pois, além de seu custo de ligamento, toda energia consumida da bateria deve ser reposta ainda no horizonte de otimização e não há excesso renovável suficiente para realizar este carregamento.

A Figura 10 apresenta graficamente os resultados do balanço energético do sistema, na qual é possível verificar o dito acima.

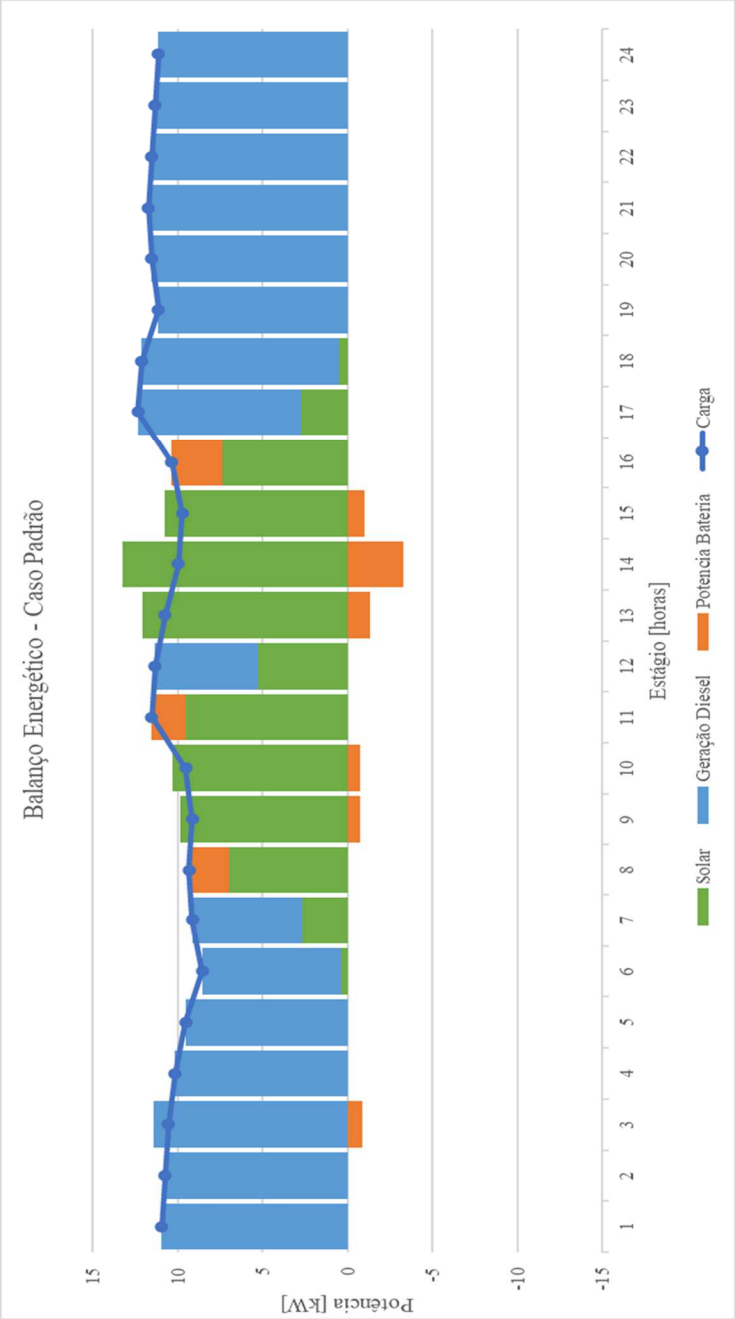


Figura 10 - Balanco energético - Caso padrão em horizonte diário

Conforme comentado, perante o horizonte de otimização, relativamente, reduzido e o fato de que a bateria deve ter sua carga final igualada à inicial, ou seja, toda energia descarregada deve ser recarregada, alcança-se um despacho com reduzida participação da bateria, perante a não ocorrência de grandes excessos de geração solar. Neste caso, o diesel recebe prioridade nos instantes iniciais e finais do dia, para que durante a ocorrência da geração solar este possa ser desligado sem a necessidade re-ligamento, que incidiria em custo adicional.

Do gráfico infere-se também, que a bateria recebe uma maior descarga nos últimos instantes nos quais há geração solar para que assim, ainda possa ser recarregada por esta fonte e alcance sua restrição de carga final sem a necessidade de maiores gerações a diesel.

6.2.2.2 Caso Otimista

O caso otimista, conforme comentado, considera que a geração solar irá se realizar 10% superior à previsão e que o consumo energético será 10% inferior ao previsto.

O perfil de geração solar considerado é apresentado na Figura 11.

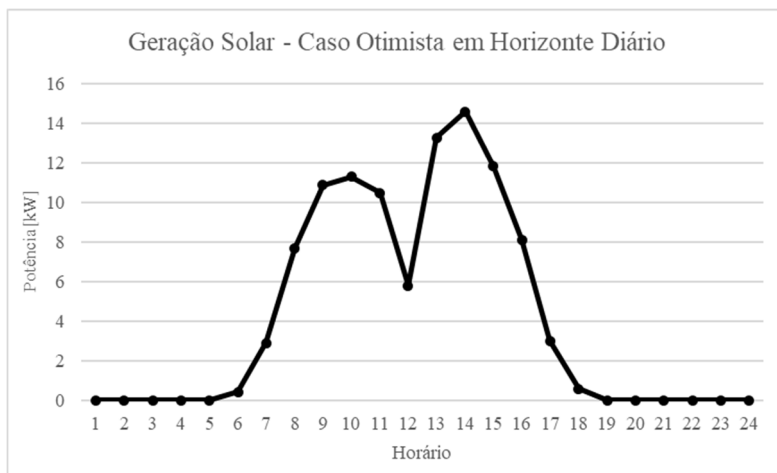


Figura 11 - Geração solar - Caso Otimista em horizonte diário.

Novamente considerando o perfil de carga diário típico de janeiro e o de geração solar esperado para primeiro de janeiro, os resultados da otimização foram: 129,49 kWh produzidos pela geração térmica, 100,7 kWh gerador pelos módulos fotovoltaicos, a descarga da bateria injetou

no sistema 18,93 kWh e para sua carga foram consumidos 20,54 kWh, nota-se o efeito das eficiências de carga e descarga. A energia total consumida pela carga foi de 228,58 kWh e o custo resultante deste despacho foi de R\$ 2.616,19.

A Figura 12 apresenta o perfil de energia armazenado na bateria para a configuração do caso otimista.

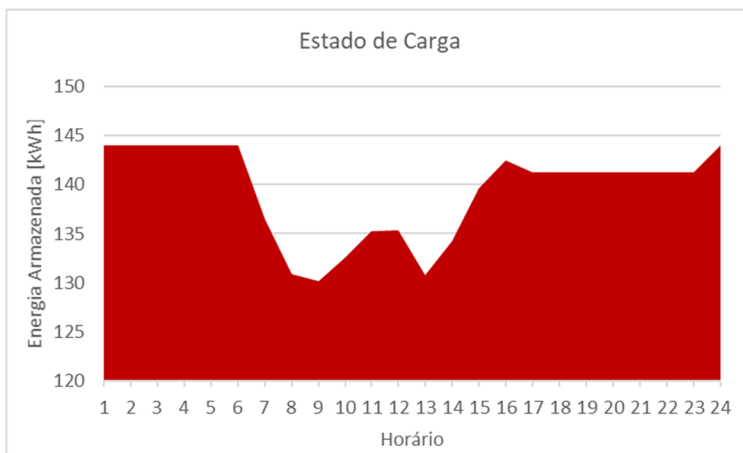


Figura 12 - Estado de Carga da Bateria - Operação Diária no Caso Otimista

Nota-se que uma maior penetração na carga da bateria foi possível, ou seja, uma maior utilização desta fonte. A Figura 13 traz os resultados do balanço energético, na qual a dinâmica da utilização da energia armazenada fica melhor evidenciada.

Das figuras 12 e 13, pode-se perceber que a maior ocorrência de geração solar, aliada com uma demanda reduzida, permitiram que o diesel fosse menos utilizado, inclusive evitando um re-ligamento que havia ocorrido no caso padrão. O atendimento a carga entre as 6 e as 16 horas se deu exclusivamente pela geração solar e pela bateria. A utilização de bateria foi favorecida intensamente pela ocorrência de excessos de geração solar, os quais na ausência do SAE seriam desperdiçados. Estes excessos permitiram que a bateria fosse carregada sem custos e assim, pudesse ser descarregada em substituição a geração térmica – com exceção da retomada de energia armazenada feita pelo diesel no instante 23.

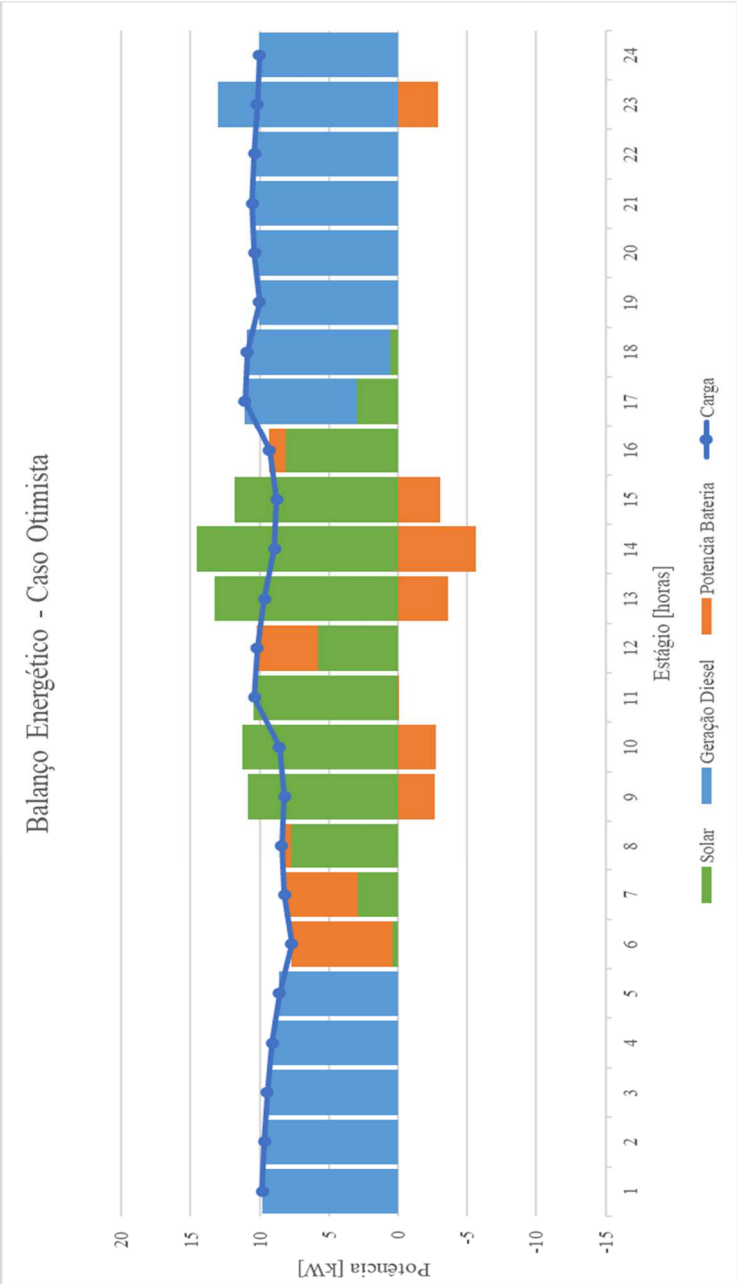


Figura 13 - Balanco energético - Caso otimista em horizonte diário

6.2.2.3 Caso Pessimista

O caso pessimista, conforme apontado, consiste na ocorrência de geração solar 10% inferior a expectativa e uma demanda 10% superior à prevista. Estas situações devem estressar a geração a diesel e causar a utilização da bateria de forma complementar para o atendimento à demanda.

O perfil de geração solar é apresentado na Figura 14.

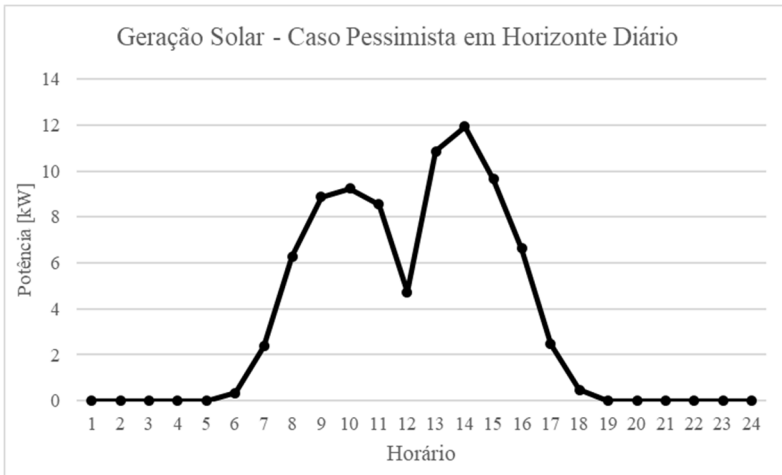


Figura 14 - Geração solar - Caso Pessimista em horizonte diário.

A Figura 15 traz os resultados do balanço energético do sistema quando sujeito ao caso pessimista.

Em comportamento oposto ao apresentado pelo despacho no caso otimista e, conforme esperado, a utilização da fonte diesel no caso pessimista aumenta. Nota-se que, com exceção do instante 14, não houve excessos de geração fotovoltaica, inclusive este foi o único instante em que a geração solar foi capaz de atender a demanda sozinha. Estes fatos acarretam em que quase toda a retomada de carga da bateria tenha sido feita através da geração a diesel e, portanto, descarregar a bateria tem custos próximos ao da geração a diesel. Sendo preferível realizar a descarga somente em momentos em que o balanço energético pode ser feito através da bateria. Mantendo-se assim, o diesel desligado.

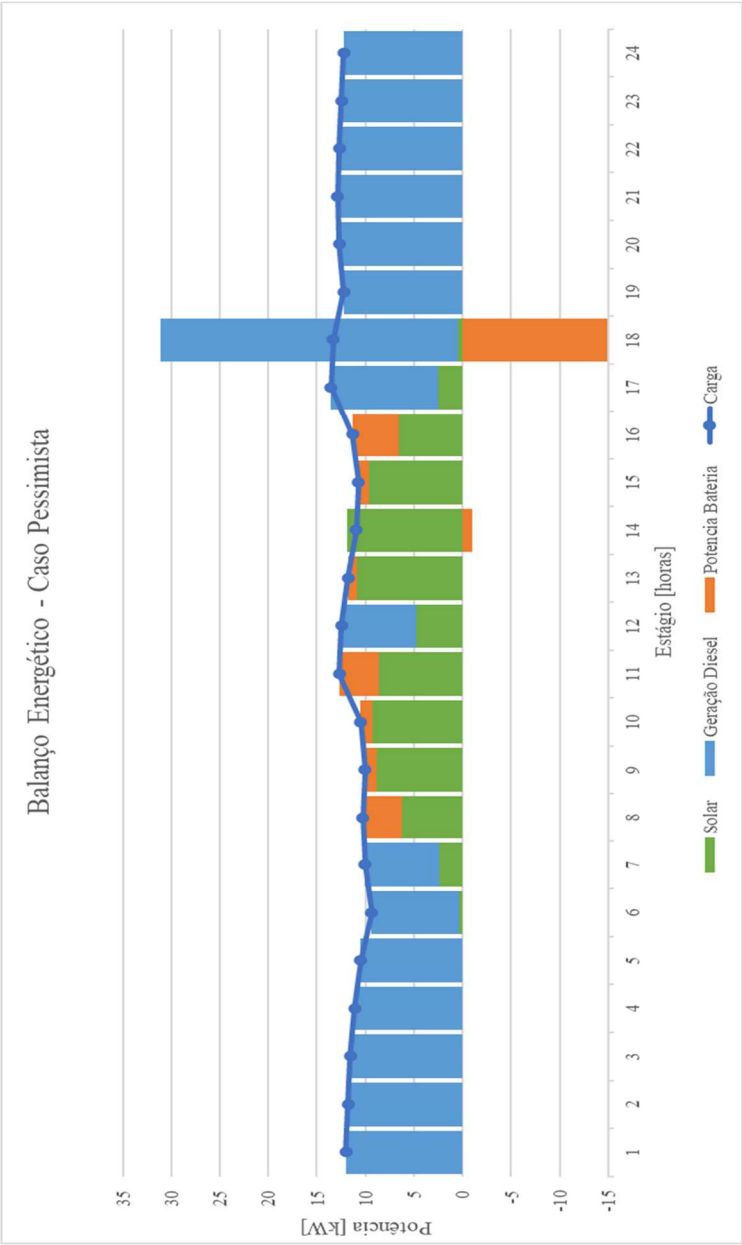


Figura 15 - Balanço energético - Caso pessimista em horizonte diário

A Figura 16 por sua vez, apresenta a evolução da energia armazenada na bateria ao longo do dia.

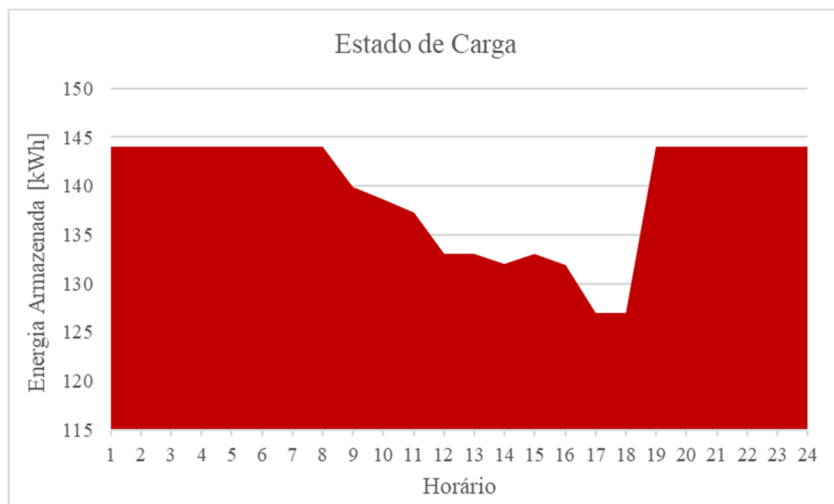


Figura 16 - Estado de Carga da Bateria - Operação Diária no Caso Pessimista

No instante 18 há um pico de geração a diesel, exatamente destinado a reequilibrar a carga da bateria com sua restrição de carga final.

Os resultados para o despacho neste caso foram: 198,45 kWh gerados através de combustível diesel e 82,38 kWh produzidos pelos painéis solares. A bateria consumiu da rede 18,76 kWh e forneceu ao sistema 17,3 kWh. Este balanço energético teve um custo ótimo de R\$ 3.988,26.

6.2.2.4 Análise dos Resultados

Comparando-se os cenários analisados nota-se que a utilização da bateria e o custo de atendimento à demanda não variam linearmente em relação as variações impostas nas curvas de demanda e de geração renovável. Este comportamento reside na viabilidade financeira do despacho da bateria e em seu custo implícito, devido às perdas de energia nos processos de carga e descarga.

A Tabela 4 apresenta os resultados para os três cenários e, por sua vez, a Tabela 5 apresenta os percentuais de variação em relação ao caso padrão quando considerados os casos pessimista e otimista. Nota-se que,

as variações impostas causaram forte alteração na utilização das baterias, devido, no caso otimista, aos excessos de geração solar e, no caso pessimista, a necessidade de uma maior utilização deste elemento para manter o gerador a diesel desligado.

Tabela 5 - Comparação resultados entre cenários.

Comparativo entre Casos	Custo Total	Geração Diesel [kWh]	Descarga Bateria [kWh]	Carga Bateria [kWh]	Geração Solar [kWh]
Padrão	R\$3.298,63	163,06	7,35	7,97	91,54
Otimista	R\$2.616,19	129,49	18,94	20,55	100,69
Pessimista	R\$3.988,26	198,45	17,30	18,77	82,39

Tabela 6 - Variação percentual em relação ao caso padrão.

Comparativo entre Casos	Custo Total	Geração Diesel [% de variação]	Descarga Bateria [% de variação]	Carga Bateria [% de variação]	Geração Solar [% de variação]
Otimista	-20,69%	-20,59%	157,69%	157,69%	10,00%
Pessimista	20,91%	21,71%	135,37%	135,37%	-10,00%

Foi também observado nos casos acima que o horizonte de tempo diário, com 24 discretizações, fornece pouca liberdade para a utilização do SAE, já que sua carga deve retornar ao estado inicial antes do fim horizonte. Isto conduz para que o gerador a diesel seja o principal responsável pelo atendimento à carga. Dentre as fontes primárias de energia – aquelas oriundas da natureza em sua forma direta, neste caso: diesel e solar, a geração a diesel representou os seguintes percentuais:

- Caso Otimista: 56% de geração à diesel.
- Caso Padrão: 64% de geração à diesel.
- Caso Pessimista: 71% de geração à diesel.

O dito acima corrobora as análises em horizontes maiores adotadas adiante, pois estas permitem uma maior liberdade ao otimizador para a utilização do despacho da bateria.

6.2.3 Horizonte Semanal

As simulações para o caso semanal foram feitas considerando as previsões de carga e de geração solar para os 7 primeiros dias do ano, mantendo assim, uma relação temporal com o caso diário.

6.2.3.1 Caso Padrão

Novamente aponta-se que o caso padrão consiste na ocorrência exata das expectativas de geração solar e de demanda. Para o horizonte semanal temos a curva de geração solar apresentada na Figura 17.

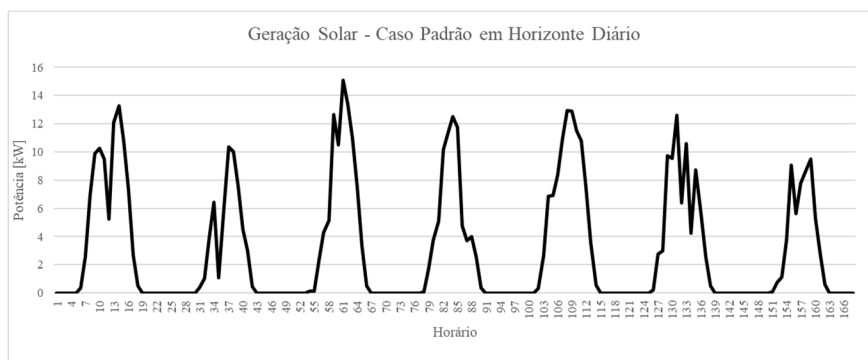


Figura 17 - Geração Solar - Caso padrão em horizonte semanal

A Figura 18 traz o resultado do balanço energético para as simulações neste cenário.

Os resultados obtidos foram: 1255,51 kWh gerados via diesel, 106,51 kWh injetados no sistema pela bateria e 115,57 kWh absorvidos. A geração solar produziu 531,34 kWh e este despacho levou a um custo total de R\$ 25.271,10.

Da Figura 18 é possível notar que o gerador a diesel atuou carregando a bateria somente em 3 momentos ao longo dos 168 estágios de tempo do horizonte. Isto indica uma melhor utilização do SAE, de forma a evitar-se excessos de geração solar impassíveis de absorção.

A Figura 19 apresenta a energia armazenada na bateria ao longo do horizonte, na qual constata-se a ocorrência de diversos instantes de recarga da bateria pela geração solar e alguns picos mais elevados de recarga realizados pelo gerador a diesel.

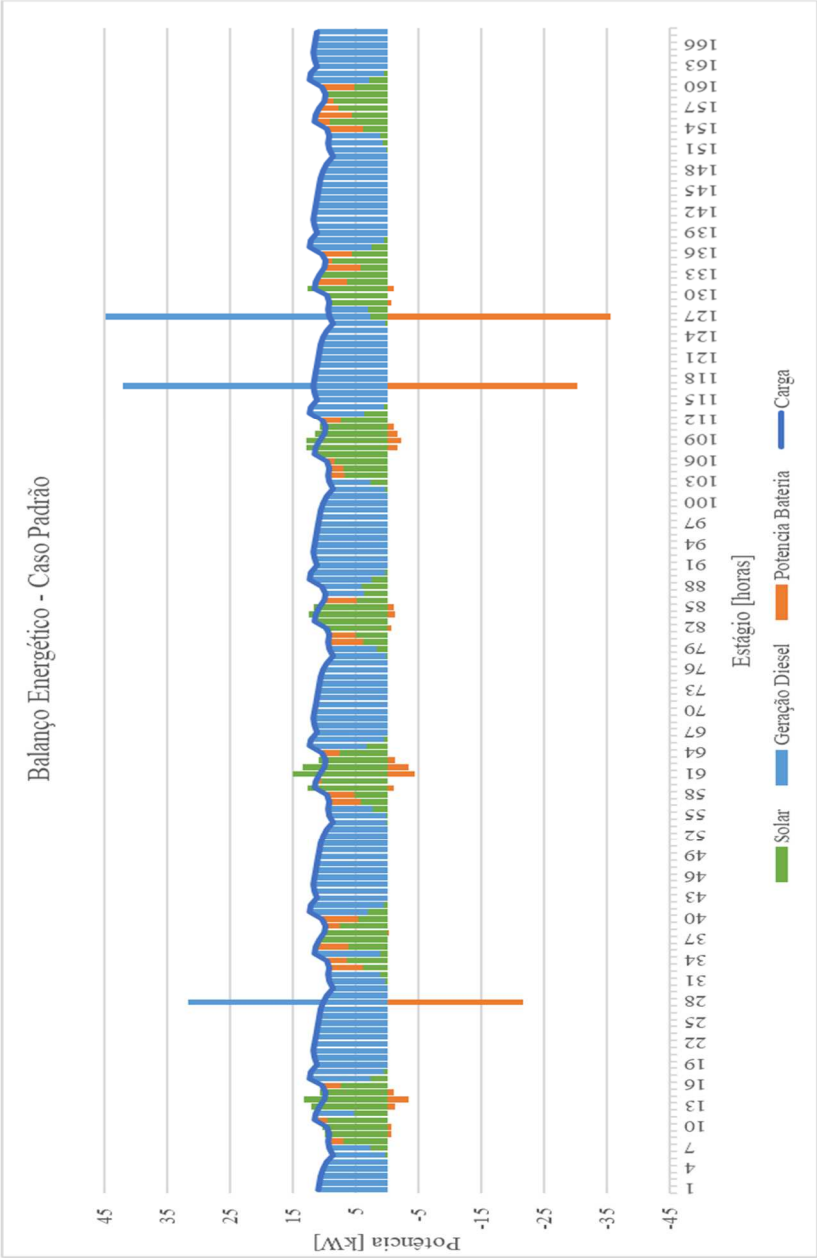


Figura 18 - Balanço energético - Caso padrão em horizonte semanal

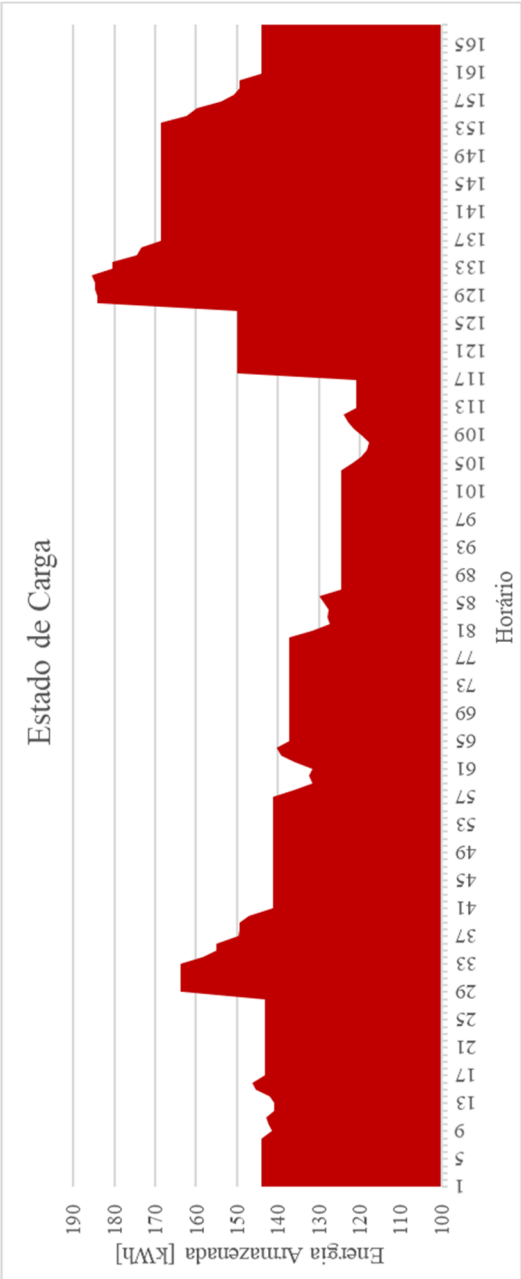


Figura 19 - Estado de Carga da Bateria - Operação Semanal no Caso Padrão

6.2.3.2 Caso Otimista

Para o caso otimista considerando o mesmo intervalo de tempo (primeira semana do ano) e as premissas de 10% de variação na geração positivamente e redução do mesmo percentual na demanda, foram obtidos os resultados: 1023,64 kWh de geração térmica, 95,24 kWh injetados e 103,34 absorvidos pela bateria. A geração solar foi responsável por 584,4 kWh e o custo total de operação foi de R\$ 2.0687,12.

A Figura 20 traz o perfil de geração solar considerado e a Figura 21 apresenta o da carga armazenada na bateria.

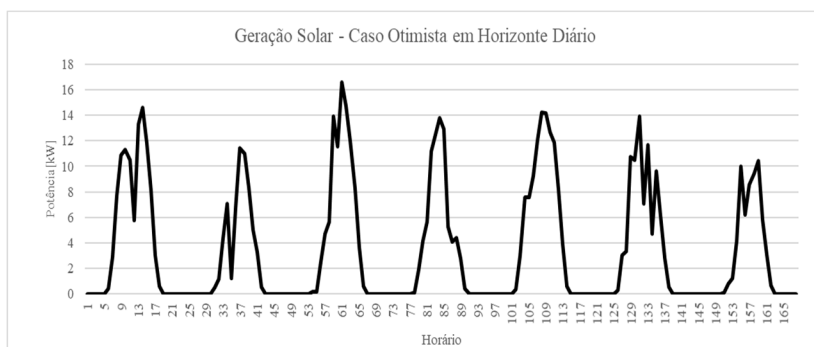


Figura 20 - Geração Solar - Caso otimista em horizonte semanal

A Figura 22 apresenta o resultado do balanço energético.

Nota-se a frequente ocorrência de excessos de geração solar e perante isto, a decisão ótima tomada foi a de frequente utilização da bateria, para que esta estivesse com disponibilidade para a absorção destes excessos.

Entre os 168 estágios de tempo, somente em um foi necessária a utilização do gerador a diesel para fornecer energia à bateria. Nos demais estágios a energia armazenada foi toda proveniente de geração solar. Além disso, pouco ocorreu a utilização de geração a diesel durante os intervalos com geração solar, em geral, o atendimento ao longo do dia – períodos com geração solar, se deu pela utilização da SAE e geração renovável.

Quanto a carga da bateria, é possível notar que esta se manteve na maior parte do tempo acima de sua limitação de 144 kWh imposta para o último estágio, evitando a necessidade de geração térmica com intuito de completar sua energia.

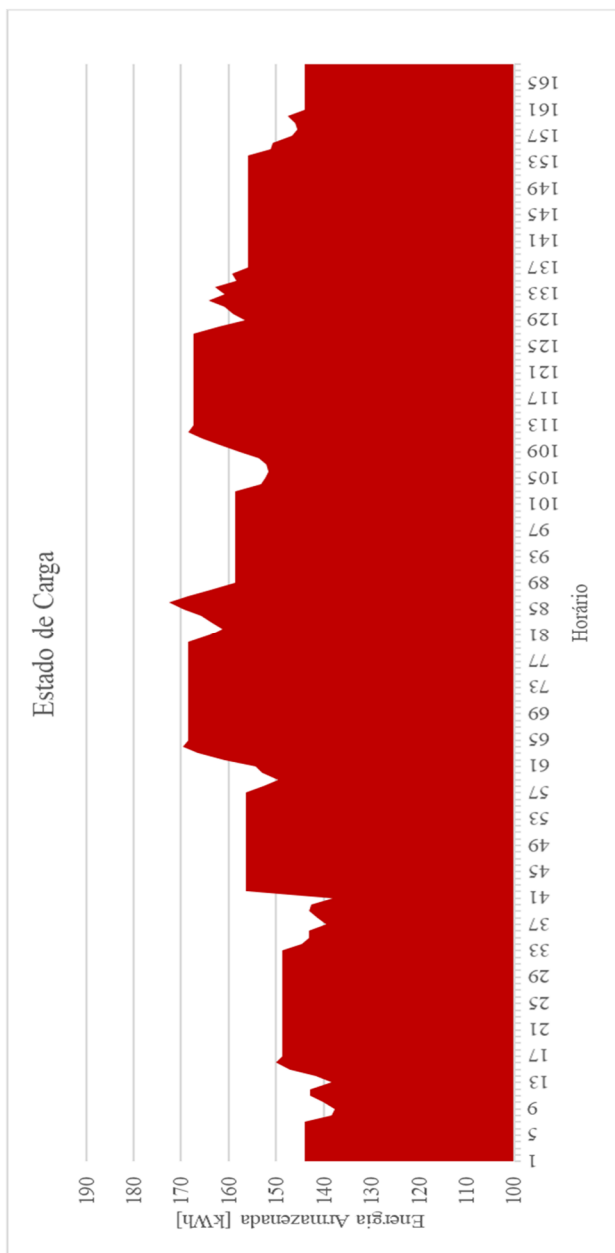


Figura 21 - Estado de Carga da Bateria - Operação Semanal no Caso Otimista

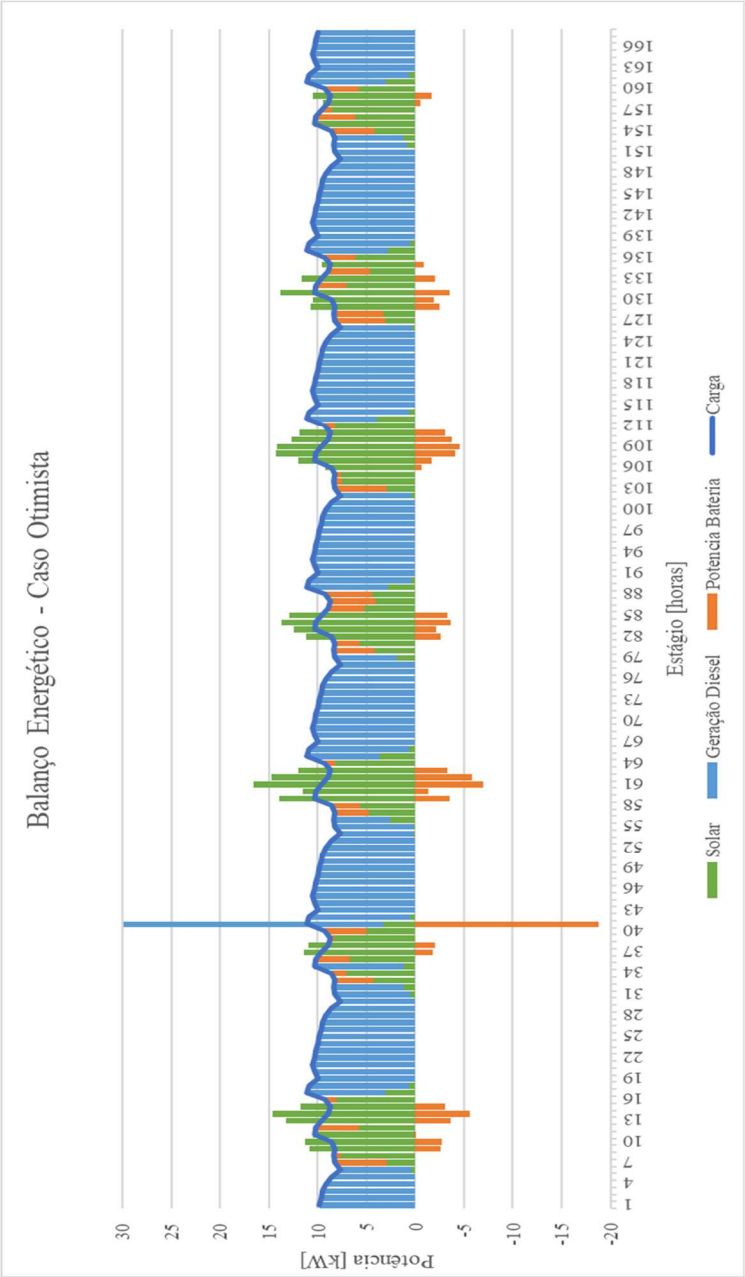


Figura 22 - Balanço energético - Caso Otimista em horizonte semanal

6.2.3.3 Caso Pessimista

Ao realizar a simulação com o caso pessimista para a primeira semana do ano, encontram-se os seguintes resultados: geração solar totalizando 478,20 kWh, geração térmica responsável por 1486,13 kWh, 103,00 kWh injetados no sistema pela bateria e 111,76 kWh absorvidos por este elemento. O Custo total foi de R\$ 29.905,94 para a operação semanal.

O perfil de geração solar é apresentado na Figura 23.

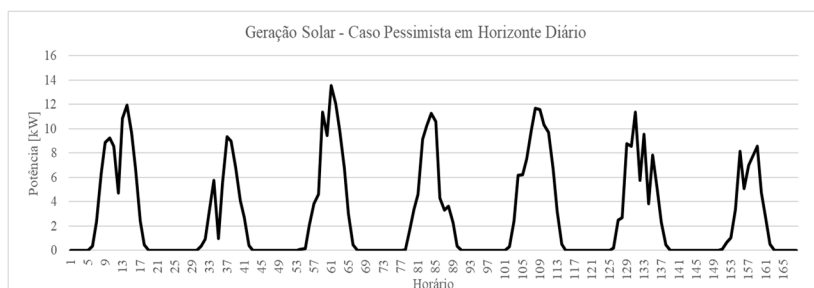


Figura 23 - Geração Solar - Caso otimista em horizonte semanal

A Figura 24 traz a evolução da energia armazenada na bateria para o horizonte de otimização. A carga foi degradada até seu mínimo (86 kWh) em diversos períodos e sendo recarregada exclusivamente via geração térmica. Perante a pouca ocorrência de geração excedente renovável a decisão operativa foi de realizar a retomada do estado de carga do SAE no antepenúltimo e penúltimo estágio, no entanto, do ponto de vista financeiro, não há diferença entre em qual momento esta retomada ocorresse, visto que seria de toda forma realizada por geração diesel.

Apenas em três estágios de tempo ocorreram gerações renováveis em excesso para o atendimento à demanda. Isto levou a uma maior utilização da geração térmica, inclusive em diversos estágios de tempo o gerador a diesel foi mantido ligado mesmo perante a ocorrência de geração solar, fato antagônico ao ocorrido no cenário otimista.

A Figura 25 apresenta os resultados do balanço energético, no qual notam-se os 6 instantes em que a geração térmica atuou recarregando a bateria. Novamente, destaca-se que a geração solar e o SAE não foram capazes de manter desligado o diesel durante o período diurno, o que do ponto de vista financeiro seria desejado.

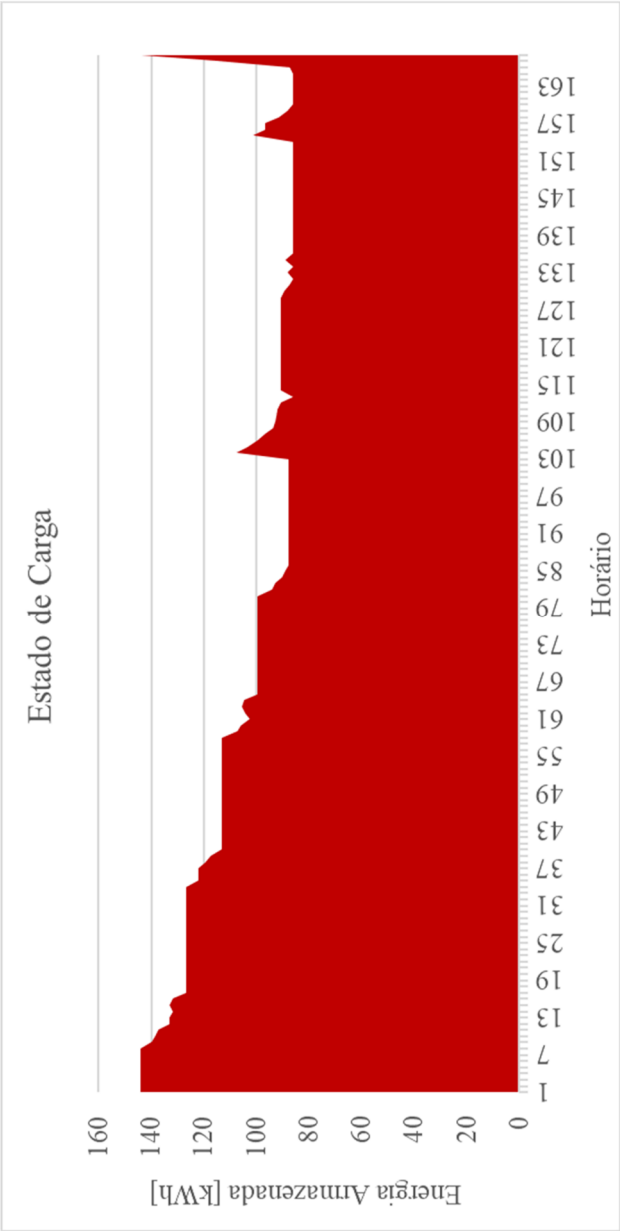


Figura 24 - Estado de Carga da Bateria - Operação Semanal no Caso Pessimista

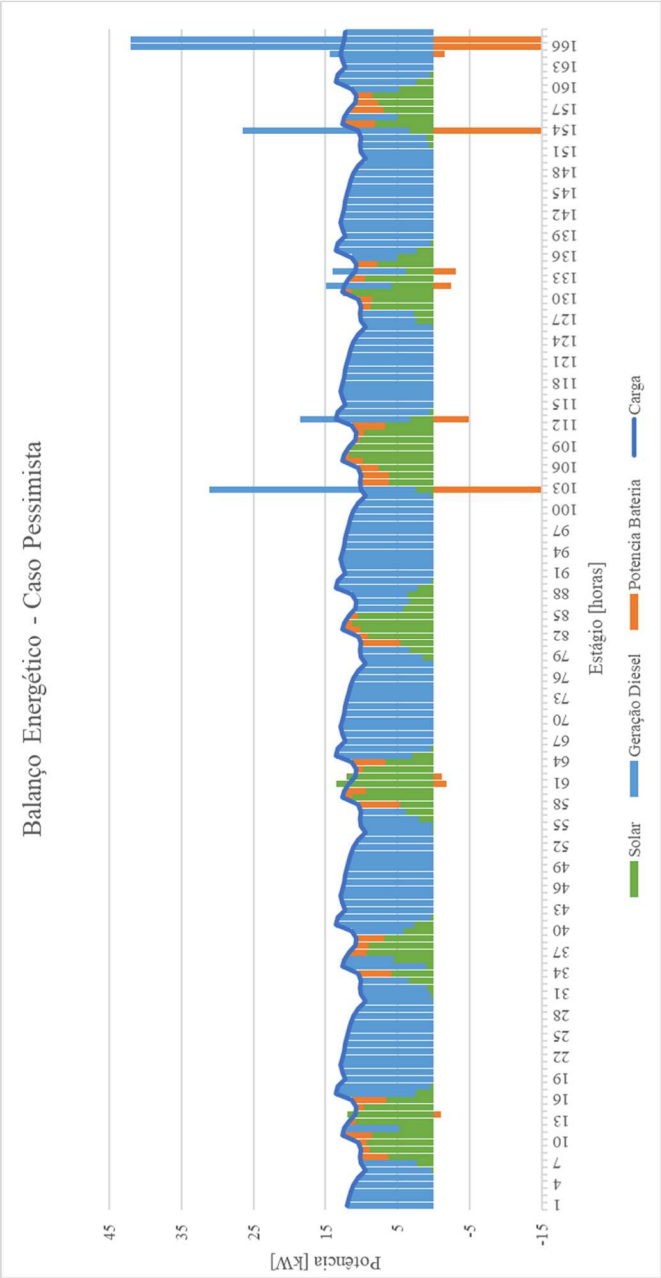


Figura 25 - Balanço energético - Caso Pessimista em horizonte semanal

6.2.3.4 Análise dos Resultados

Ao analisarmos os resultados para os três cenários abordados no horizonte semanal, podemos notar novamente a influência da geração solar e da demanda no despacho realizado. Os aumentos na geração solar e (ou) as reduções da demanda são capazes de reduzir o custo operativo e aumentar o percentual de utilização da bateria, isto aponta para a necessidade de boas predições destes fenômenos.

A Tabela 6 apresenta um resumo dos resultados, nela é possível notar que a variação no custo total do despacho não é linear em relação à variação imposta na demanda líquida, aqui entendida como a subtração entre a demanda e a geração solar, ou seja, a carga a ser atendida por geração térmica e SAE.

Tabela 7 - Comparação dos resultados entre cenários horizonte semanal

Comparativo entre Casos	Custo Total	Geração Diesel [kWh]	Descarga Bateria [kWh]	Carga Bateria [kWh]	Geração Solar [kWh]
Padrão	R\$ 25.271,10	1255,52	106,52	115,58	531,34
Otimista	R\$ 20.687,12	1023,65	95,24	103,34	584,47
Pessimista	R\$ 29.905,94	1486,13	103,01	111,77	478,21

Da Tabela 6 podemos analisar o percentual representado pela geração a diesel entre as fontes primárias: solar e térmica. Sendo:

- Caso Padrão: 70% de geração a diesel.
- Caso Otimista: 64% de geração a diesel.
- Caso Pessimista: 76% de geração a diesel.

Nota-se ainda, que a geração a diesel se mantém como principal responsável. A redução deste percentual pode ser obtida com a ampliação das instalações solares e esta é uma análise do ponto de vista financeiro econômico interessante para o planejador da microrrede. A Tabela 7 apresenta em percentuais as variações obtidas entre os casos e nela, novamente, o dito acima pode ser verificado.

Tabela 8 - Variação percentual em relação ao caso padrão - Horizonte Semanal

Comparativo entre Casos	Custo Total	Geração Diesel [% de variação]	Descarga Bateria [% de variação]	Carga Bateria [% de variação]	Geração Solar [% de variação]
Otimista	-18,14%	-18,47%	-10,58%	-10,58%	10,00%

Pessimista	18,34%	18,37%	-3,30%	-3,30%	-10,00%
------------	--------	--------	--------	--------	---------

Observa-se que em ambos os casos houve redução na utilização da bateria. No caso otimista, esta redução se dá perante a utilização da bateria somente em complemento à geração solar e seu balanço de carga ter sido feito predominantemente pelos excessos de geração renovável. No pessimista essa redução se dá pelo motivo oposto, visto que toda descarga da bateria eventualmente terá de ser reposta majoritariamente por geração térmica, o que insere custos com combustíveis e com a eficiência de carga e descarga do SAE.

6.2.4 Horizonte Mensal

6.2.4.1 Caso Padrão

Os resultados encontrados para a simulação do caso padrão considerando um horizonte mensal foram: 5268,83 kWh gerador via diesel, geração solar de 2389,09 kWh, descarga da bateria injetando 455,86 kWh e sua carga consumindo 494,64 kWh, tal que o custo total de operação tenha sido de R\$106.082,26.

A Figura 26 apresenta o perfil de geração solar considerado ao longo do horizonte. É possível notar a variabilidade apresentada por esta fonte, em que, por exemplo o valor máximo de geração é 2,5 vezes maior que a média de geração, desconsiderando os instantes com geração nula.

A Figura 27 apresenta os resultados do balanço energético do sistema. Observa-se que dentre os 720 estágios de tempo o diesel atua recarregando a bateria somente em 11 deles, isto aponta para uma redução de custos na operação, possibilitando a utilização dos excessos de geração solar para a recarga da bateria. Estes excessos podem ser notados também na Figura 27 e, apesar de serem recorrentes, em nenhum momento houve desperdício de energia fotovoltaica por incapacidade de absorção pelo SAE.

A Figura 28 corrobora o dito acima, ao apresentar o perfil de energia armazenado na bateria ao longo do horizonte mensal. Nota-se que o despacho foi feito de forma que inicialmente a bateria teve sua carga mantida próxima aos 144 kWh com os quais iniciou o primeiro estágio de tempo. Próximo ao décimo terceiro dia foi tomada a decisão de acionar o gerador a diesel e elevar severamente a carga da bateria que foi então degradada ao longo dos instantes restantes até sua restrição final, ou seja, retornando aos 144 kWh.

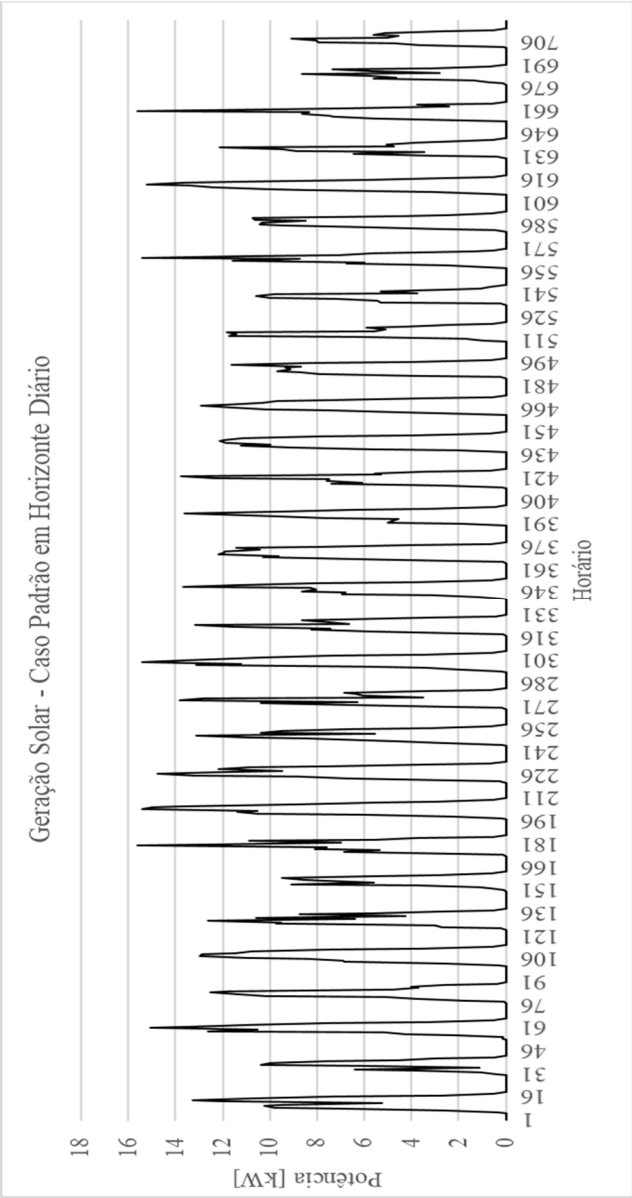


Figura 26 - Geração Solar - Caso padrão em horizonte mensal

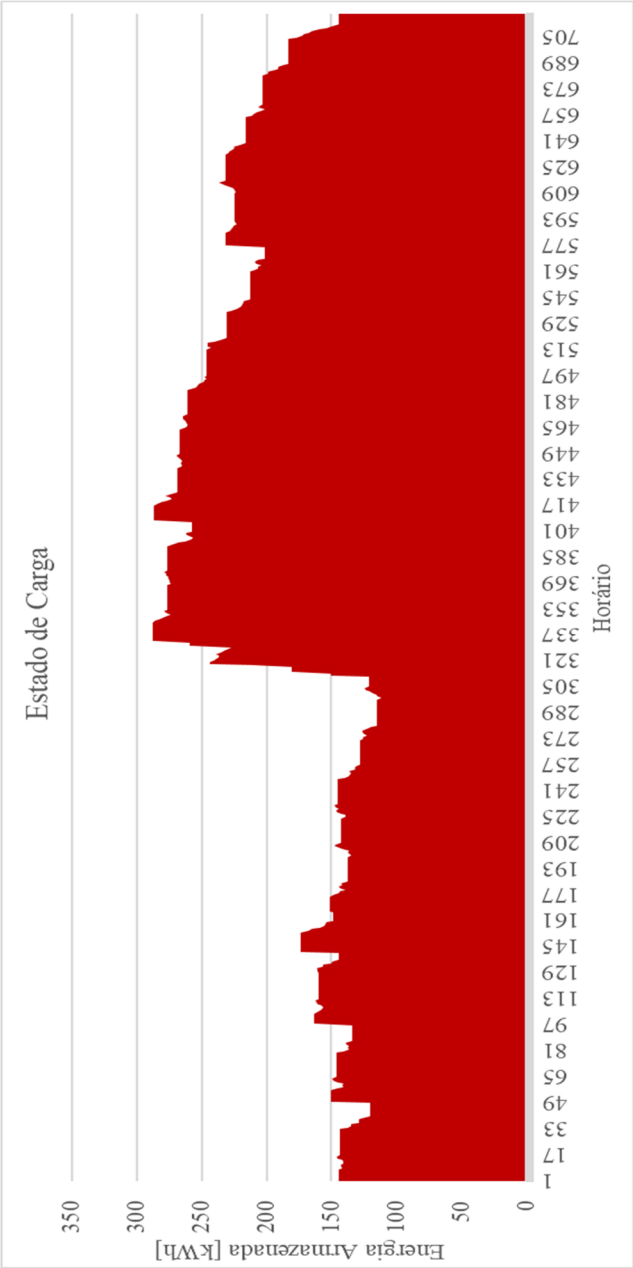


Figura 27 - Estado de Carga da Bateria - Operação mensal no Caso Padrão

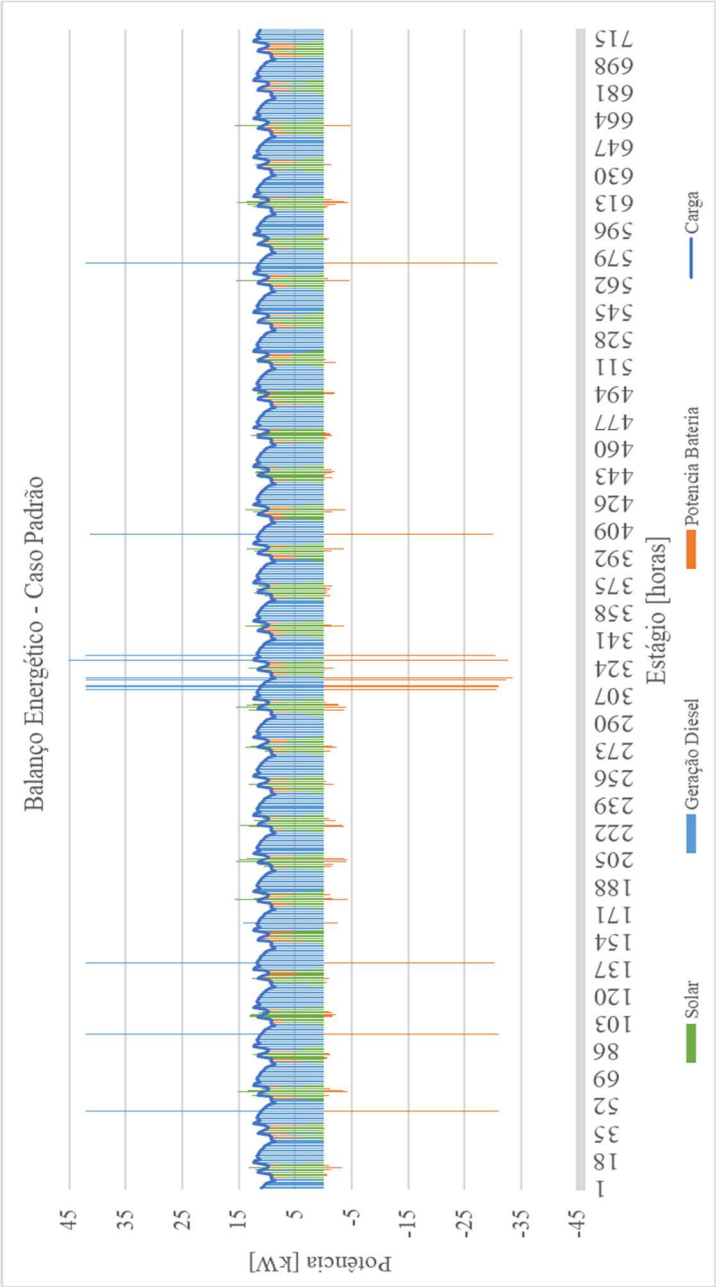


Figura 28 - Balanço energético - Caso Padrão em horizonte mensal

6.2.4.2 Caso Otimista

Quando considerado o caso otimista em horizonte mensal obteve-se da simulação os seguintes resultados: um custo total de operação de R\$86.201,78, devido à geração a diesel de 4261,13 kWh e geração solar de 2628,00 kWh. Além disso, a descarga da bateria injetou no sistema 375,02 kWh e sua carga consumiu 406,92 kWh.

O perfil de geração solar é apresentado na Figura 29, nele a variabilidade em relação à média se mantém quando comparado ao caso padrão, já que é uma curva construída com variação percentual sobre o caso anterior.

A Figura 30 apresenta o balanço energético obtido. Nela é possível observar que somente em 1 dos 720 estágios de tempo a geração diesel atuou na recarga da bateria. A ocorrência intensa e recorrente de geração solar excedente permitiu que o atendimento à demanda ao longo do dia fosse feito somente via SAE e geração solar. A geração a diesel ainda se fez necessária nos períodos noturnos, mas foi mantida em zero em todos os dias durante os instantes com incidência solar, este fato aponta para uma considerável redução de custos e de emissões poluentes.

A Figura 31 traz o perfil de energia armazenada na bateria ao longo do mês. Verifica-se que a bateria foi mantida com sua carga próxima a 144 kWh, isto foi possível, novamente, devido à geração renovável excedente que possibilitou a carga da bateria e a descarga desta em instantes de tempo próximos.

O dito acima, aponta para duas conclusões: os painéis solares devem ser adequadamente projetados e dimensionados para a comunidade a que se dedicam, levando em conta seu custo de implantação, afim de possibilitar que o despacho otimizado traga benefícios financeiros e econômicos com sua implantação. Além disso, nota-se também a necessidade de boas previsões de irradiação, pois a concretização de gerações maiores que as esperadas podem levar à não absorção destes excedentes devido às gerações térmicas despachadas anteriormente segundo previsões errôneas.

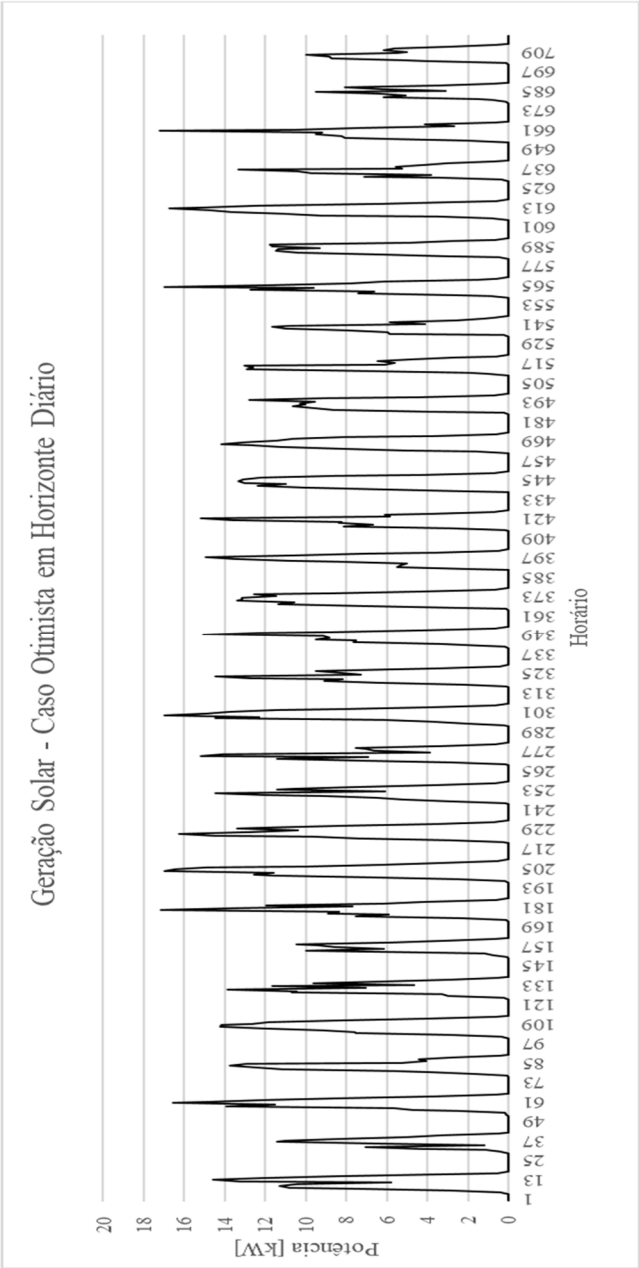


Figura 29 - Geração Solar - Caso otimista em horizonte mensal

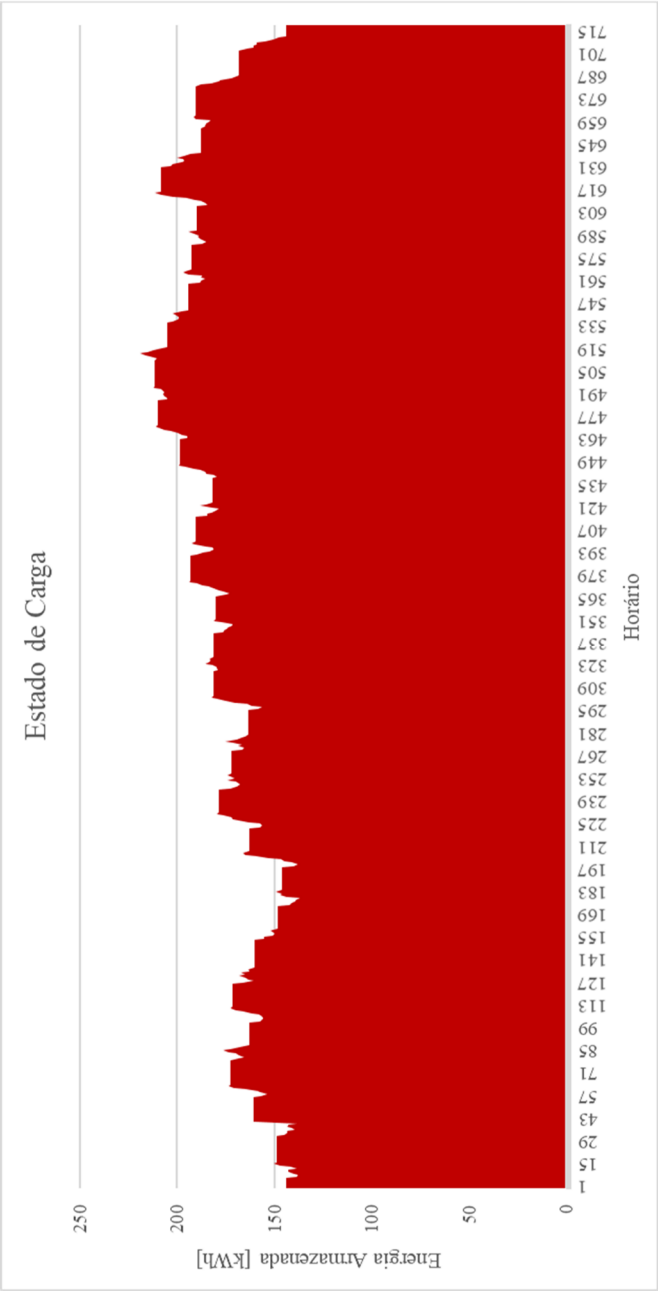


Figura 30 - Estado de Carga da Bateria - Operação mensal no Caso Otimista

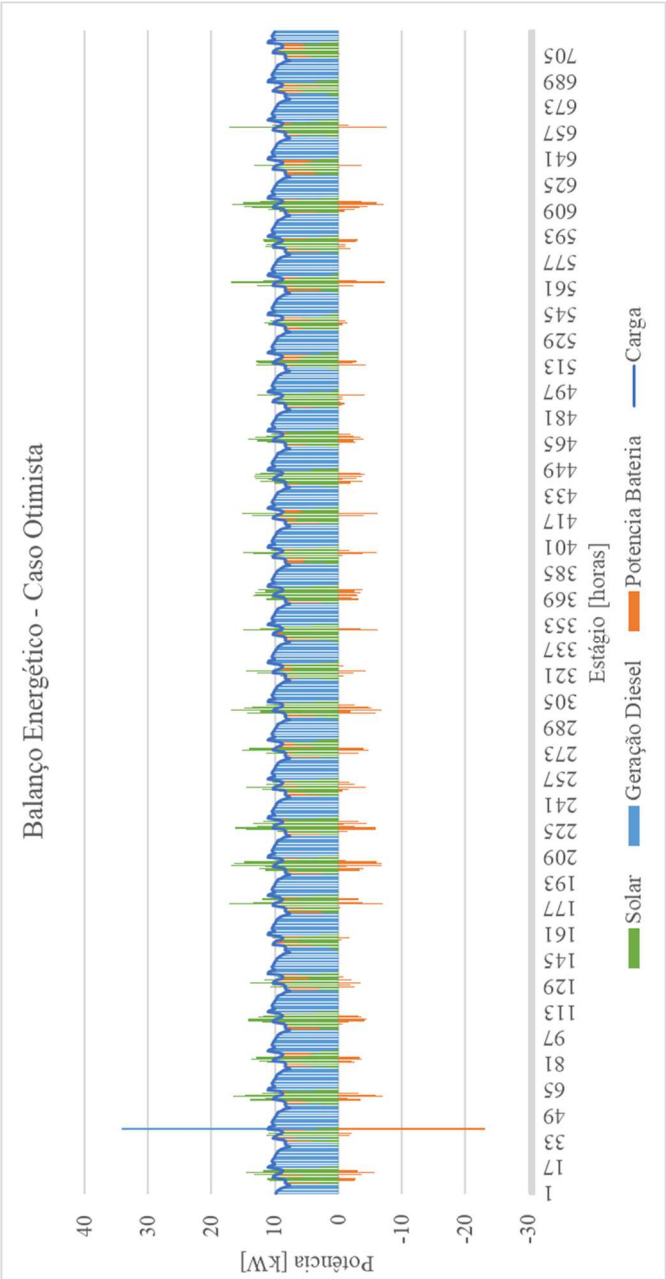


Figura 31 - Balanço energético - Caso otimista em horizonte mensal

6.2.4.3 Caso Pessimista

Quando considero o caso pessimista perante o horizonte mensal de otimização, foram obtidos os resultados que seguem: foram 6267,96 kWh gerador via diesel, 436,02 kWh injetados no sistema pela bateria e 473,12 kWh absorvidos. Enquanto a geração solar foi responsável por 2150,18 kWh, resultando em um custo operativo de R\$ 126.146,17.

A geração solar considerada no balanço energético pode ser vista na Figura 32. Ainda há alta variabilidade no perfil de geração, mantendo-se a proporção de 2,5 vezes entre o máximo valor e a média. No entanto, a curva tem sua amplitude reduzida a 90% do valor do caso padrão.

A Figura 33 traz o perfil de energia armazenada na bateria para o horizonte mensal. O SAE teve sua carga elevada para acima dos 200 kWh e esta foi então degradada ao longo do horizonte. Da Figura 34 é possível notar que a vasta maioria das recargas da bateria foram feitas via geração a diesel e que, portanto, há pouca influência de em qual instante de tempo é realizada a recarga.

Foram 15 picos de geração térmica destinados à recarga da bateria e 20 instantes com excedentes de geração solar. No entanto, os excedentes de geração solar se mantêm abaixo dos 5 kW enquanto os picos de geração a diesel se aproximam dos 30 kW, evidenciando assim, o papel predominante do diesel no sistema. A energia fornecida pelo diesel ao SAE tem como intuito manter este gerador desligado nos instantes de tempo com presença de geração solar e, apesar do cenário pessimista de geração, este objetivo foi alcançado nos instantes centrais do dia – aqueles com intensa geração solar, em geral entre as 8 e 16 horas de cada dia.

Aqui temos outras indicações sobre a necessidade de um adequado dimensionamento dos painéis e de boas previsões de geração solar. Caso a fonte renovável forneça menos energia do que o esperado, o gerador a diesel terá de ser despachado emergencialmente, neste trabalho o horizonte de discretização de 1 hora não aborda os transitórios da máquina térmica, mas a física deste elemento pode incorrer em que este não seja capaz de seguir a demanda com velocidade suficiente, levando assim à déficits de energia, cujo custo é muito superior ao da própria geração térmica.

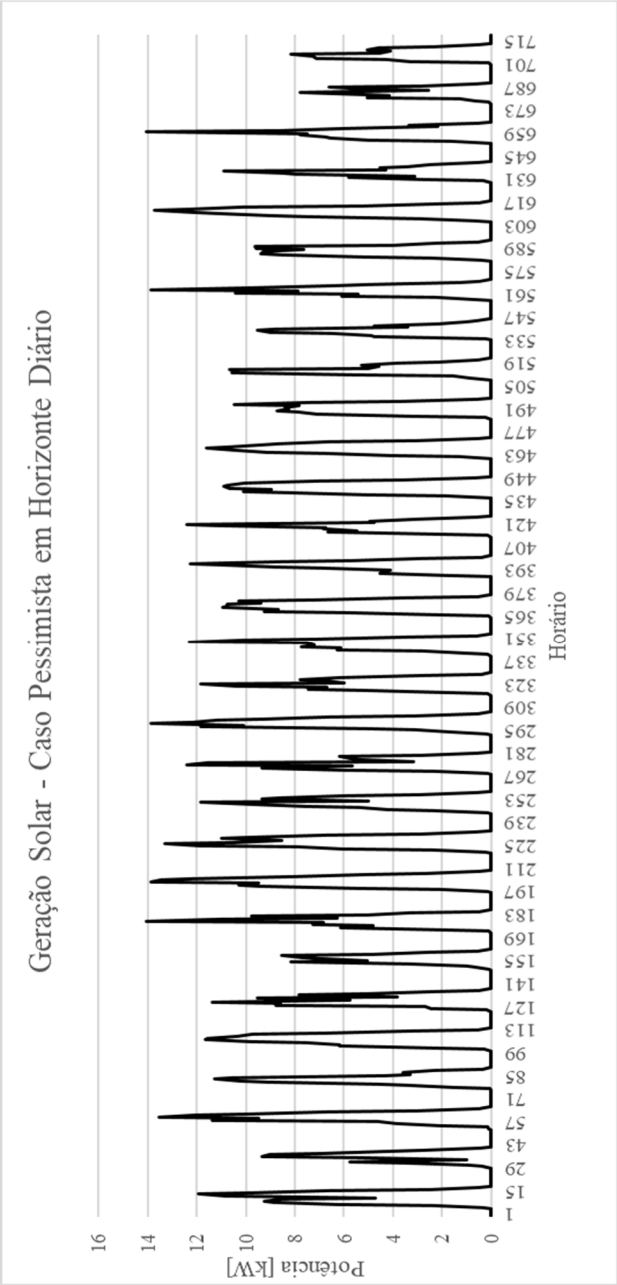


Figura 32 - Geração Solar - Caso pessimista em horizonte mensal

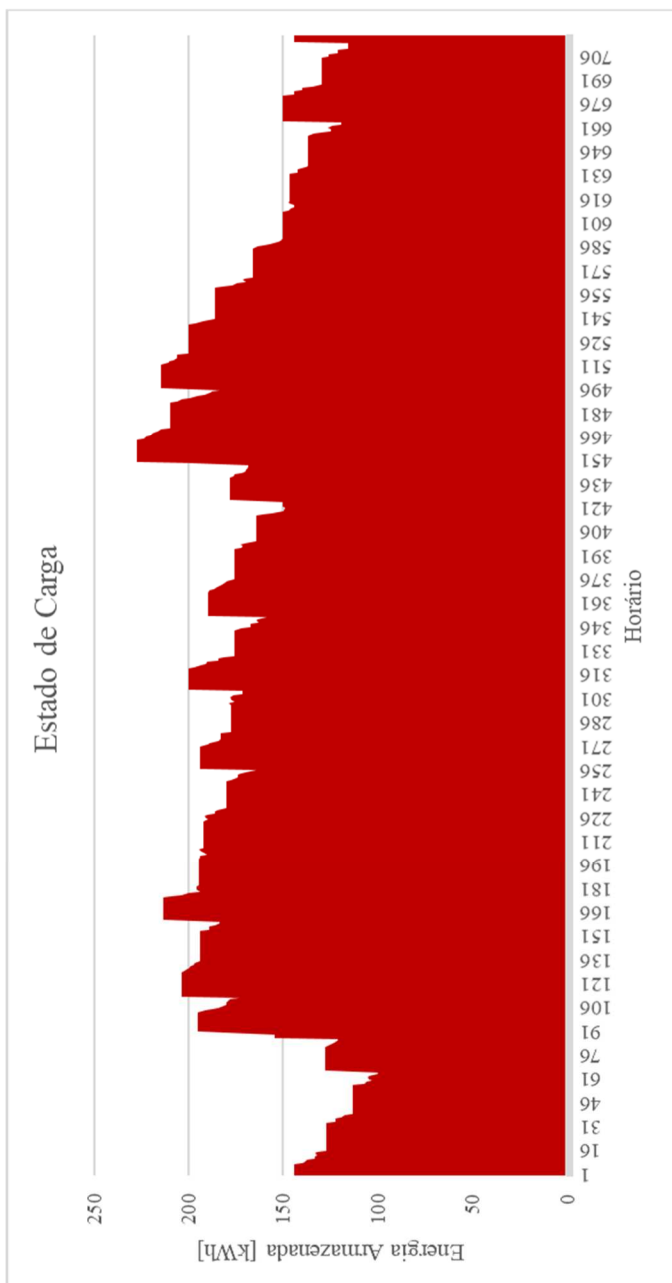


Figura 33 - Estado de Carga da Bateria - Operação mensal no Caso Pessimista

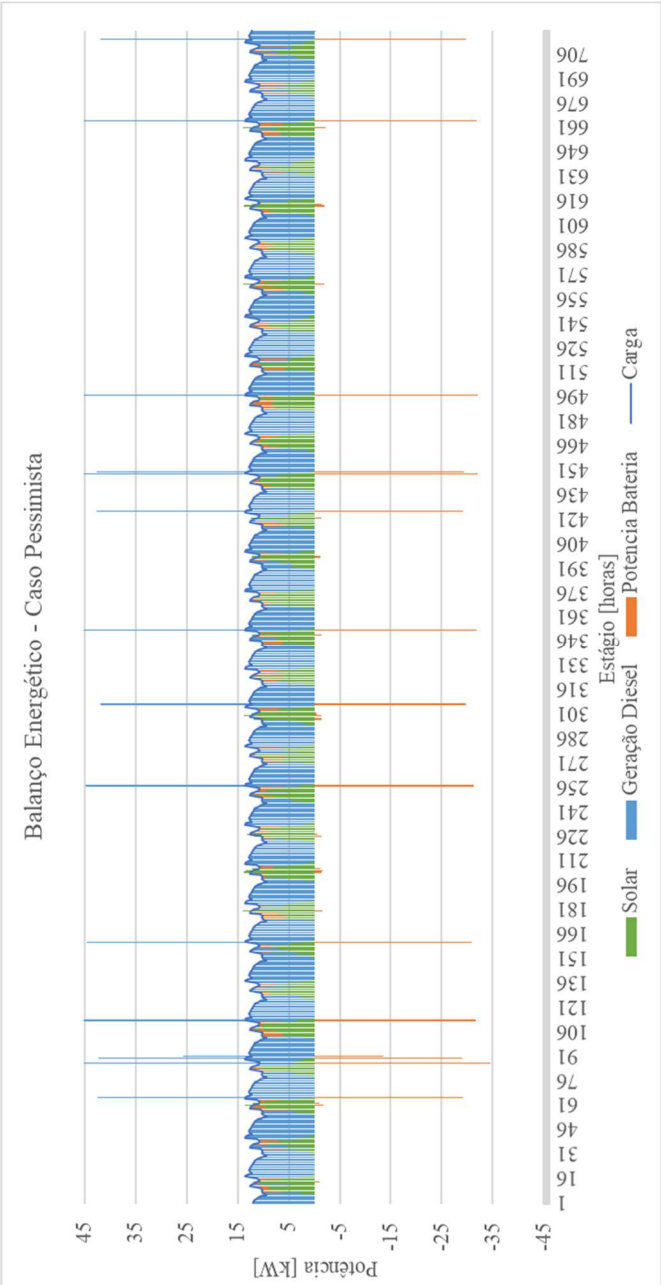


Figura 34 - Balanço energético - Caso pessimista em horizonte mensal

6.2.4.4 Análise dos Resultados

Da comparação entre os três cenários de demanda e de geração solar é possível concluir, assim como para os horizontes semanal e diário, que em um horizonte mensal há forte influência do perfil de carga e radiação no custo operativo e no despacho térmico. Quando a variabilidade atua de forma favorável ao sistema são obtidos melhores resultados com menor presença de geração térmica e de menor utilização do SAE, evitando assim sua degradação. Quando atuando negativamente, apresenta-se no despacho forte presença térmica e, em decorrência disto, pouca utilização do SAE, o que, apesar de positivo para sua vida útil das baterias, insere custos extras na operação, já que as fontes renováveis não fornecem energia para armazenagem.

A Tabela 8 traz um resumo dos resultados e a Tabela 9 apresenta as variações percentuais percebidas entre o caso padrão e os dois outros cenários.

Tabela 9 - Comparação dos resultados entre cenários horizonte mensal

Comparativo entre Casos	Custo Total	Geração Diesel [kWh]	Descarga Bateria [kWh]	Carga Bateria [kWh]	Geração Solar [kWh]
Padrão	R\$ 106.082,26	5268,83	455,86	494,64	2389,09
Otimista	R\$ 86.201,78	4261,13	375,02	406,92	2628,00
Pessimista	R\$ 126.146,17	6267,96	436,02	473,12	2150,18

Tabela 10 - Variação percentual em relação ao caso padrão - Horizonte Mensal

Comparativo entre Casos	Custo Total	Geração Diesel [% de variação]	Descarga Bateria [% de variação]	Carga Bateria [% de variação]	Geração Solar [% de variação]
Otimista	-18,74%	-19,13%	-17,73%	-17,73%	10,00%
Pessimista	18,91%	18,96%	-4,35%	-4,35%	-10,00%

As variações no percentual representado pela geração térmica entre as fontes primárias são apresentadas abaixo:

- Caso padrão: Geração diesel representou 69% de toda energia primária do sistema.

- Caso otimista: Geração diesel representou 62% de toda energia primária do sistema.
- Caso pessimista: o percentual da fonte térmica passou para 74% entre as fontes primárias.

Nota-se que, mesmo perante perfis de geração renovável acima do histórico, a geração térmica se mantém como principal responsável pelo atendimento à carga. Este fato está relacionado ao dimensionamento do sistema, no qual o conjunto de painéis solares poderia ser ampliado, caso isto se mostrasse como financeiramente atrativo. O dimensionamento do sistema não é escopo deste trabalho, mas aponta-se que abordagens de otimização podem ser feitas visando a ideal potência de cada elemento para um SI perante a adoção de microrredes híbridas.

6.3 Fechamento da análise dos resultados

Esta subseção dedica-se a análise dos resultados para os três horizontes e os *trade-off* envolvidos. A Tabela 10 traz o compilado dos resultados obtidos.

Tabela 11 - Comparação entre horizontes de otimização.

Comparação entre Horizontes de Otimização		Custo Total	Geração Diesel [kWh]	Descarga Bateria [kWh]	Carga Bateria [kWh]	Geração Solar [kWh]	% de Geração a Diesel	Custo Unitário [R\$/KWh]
Caso Padrão	Diário	R\$ 3.298,63	163,06	7,35	7,97	91,54	60%	R\$ 12,96
	Semanal	R\$ 25.271,10	1255,52	106,52	115,58	531,34	70%	R\$ 14,14
	Mensal	R\$106.082,26	5268,83	455,86	494,64	2389,09	74%	R\$ 13,85
Caso Otimista	Diário	R\$ 2.616,19	129,49	18,94	20,55	100,69	48%	R\$ 11,37
	Semanal	R\$ 20.687,12	1023,65	95,24	103,34	584,47	64%	R\$ 12,86
	Mensal	R\$ 86.201,78	4261,13	375,02	406,92	2628,00	62%	R\$ 12,51
Caso Pessimista	Diário	R\$ 3.988,26	198,45	17,30	18,77	82,39	63%	R\$ 14,20
	Semanal	R\$ 29.905,94	1486,13	103,01	111,77	478,21	76%	R\$ 15,22
	Mensal	R\$126.146,17	6267,96	436,02	473,12	2150,18	74%	R\$ 14,99

Para a correta análise dos resultados devemos lembrar que estamos tratando de um problema de gerenciamento energético de caráter determinístico. Portanto, o otimizador – algoritmo computacional, tem sua visão restrita ao horizonte dos dados de entrada, neste caso: geração solar e demanda esperadas.

Devemos ter em mente também, que os resultados diários aqui apresentados se referem a um único dia, ou seja, a um único perfil de radiação solar e de consumo. Portanto, apesar dos custos diários unitários

para os três casos serem inferiores aos dos demais horizontes, não são representativos de que um horizonte diário fornece melhor resultados para a operação da microrrede. Na verdade, apontam para o sentido oposto dessa conclusão, pois demonstram a vulnerabilidade da solução neste horizonte a característica diária das variáveis de entrada estocásticas – aqui tratadas como determinísticas. Ou seja, uma solução em horizonte diário totalmente ignora o previsto para o dia seguinte, tal que, se o primeiro dia apresentar excessos de geração fotovoltaicos estes serão totalmente descarregados da bateria antes das 24 horas, mesmo que o próximo dia apresente baixo perfil de geração solar, demandando alto despacho térmico e altos custos de operação.

Do tido acima, concluímos que para o objetivo de redução dos custos operativos, a otimização com horizonte mensal é a mais adequada, pois permite ao otimizador analisar toda a previsão mensal de geração e, armazenar ou utilizar os excedentes de energia renovável de acordo com os dias vindouros. Além disso, a otimização para um horizonte mais longo, permite uma maior segurança para o sistema, evitando-se o déficit de energia, novamente, por salvar energia em momentos de excedentes e utilizá-la perante a ausência prolongada de geração solar.

No entanto, há um *trade-off* importante que acompanha a ampliação do horizonte de otimização, a solução do PL se torna computacionalmente mais custosa.

A Tabela 11 traz os resultados obtidos para a convergência do PL considerando o caso padrão para os três horizontes de tempo.

Tabela 12 - Comparação de esforço computacional.

Análise de Esforço Computacional	Tempo de Solução [s]	GAP [%]
Horizonte Diário	0,02	0%
Horizonte Semanal	0,23	0%
Horizonte Mensal	2155,13	0%

Estes resultados foram obtidos em uma máquina de desempenho superior aos modelos usualmente comerciais de computadores pessoais. Os dados do computador são: Modelo Server T710, fabricado pela Dell, contando com dois núcleos de processadores Intel Xeon X5680 de 3,3 GHz cada e com memória RAM de 32 GB.

Como forma de comparação foi realizada uma tentativa de simulação em horizonte mensal em uma máquina com as seguintes configurações: Modelo Aspire 5, fabricado pela Acer, com processador Intel i5 Sétima Geração de 2.5 GHz, com placa de memória de 4 GB DDR4. Esta tentativa falhou, pois ultrapassou o limite de tempo de simulação de 7200 segundos. Assim, é possível concluir que para a real aplicação de um algoritmo de otimização no despacho de uma microrrede deve-se considerar o custo de aquisição do computador, já que máquinas de alto desempenho tem preços elevados; deve-se considerar o tempo de simulação para que esteja permita ao operador tomar as decisões necessárias.

O tamanho do problema linear pode ser compreendido quando se nota que para cada estágio de tempo existem dez variáveis, das quais três são binárias. Além disso, o problema apresenta sete restrições para cada estágio. Portanto, quando analisado em um horizonte mensal com discretizações horárias (720 estágios) temos um total de 7200 variáveis e 5040 restrições. Nota-se então, o esforço computacional envolvido na obtenção de uma política de geração adequada.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao fim do desenvolvimento deste trabalho, algumas análises puderam ser feitas. Destacou-se, na revisão regulatória, a importância do ambiente regulatório em que se insere a microrrede e os impactos financeiros e econômicos que diretamente alteram a viabilidade da utilização de microrredes híbridas, tais como políticas de incentivo.

Outra análise pode ser feita quanto à modelagem dos recursos energéticos da microrrede. A formulação do problema deve ser adequada a seu objetivo e considerar o intervalo de discretização, tal que modele os fenômenos impactantes e simplifique o problema ao desconsiderar ou aproximar os de baixo ou nulo impacto. A adoção destas aproximações deve ser adequada e considerar as peculiaridades de cada elemento, tal que se tenha como resultado uma política energética aderente à realidade. Ainda quanto à modelagem, destaca-se também a influência do equacionamento linear do problema. Problemas não-lineares, em geral, apresentam tempos de convergência muito maiores que os dos problemas lineares e, conforme apontado, o PL aqui abordado já se apresentou como computacionalmente desafiador. Isto aponta para a importância da modelagem linear inteira-mista adotada.

Objetivava-se inicialmente a abordagem de horizontes de planejamento superiores ao mensal, chegando a análises anuais, no entanto, os recursos computacionais disponíveis e as dimensões do problema impossibilitaram a realização dos estudos. Mantém-se para estudos futuros a discussão da ampliação deste horizonte e a abordagem estocásticas para a geração renovável e o perfil de consumo.

Conclui-se que estudos como o aqui desenvolvido tem aplicações na análise da viabilidade técnica e econômica da utilização de microrredes híbridas no atendimento à sistemas isolados. Estes problemas de gerenciamento energético podem ser utilizados inclusive para o dimensionamento adequado dos recursos adotados na implantação da microrrede ou ainda para a decisão quanto a aquisição ou não de uma microrrede para atendimento à demanda específica.

REFERÊNCIAS

CHOWDHURY, S., et al. **Microgrids and Active Distribution Networks**. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

TENFEN, D. **Desenvolvimento de um modelo de otimização para o problema do gerenciamento energético de microrredes**, Qualificação de doutorado, 2015.

ROSS, M., et al. **Energy storage system scheduling for an isolated microgrid**. IEEE Electrical Power and Energy Systems, Volume 5, Issue 2, March 2011, p. 117 – 123

BOSIO, F. de, et al. **Analysis and Improvement of the Energy Management of na Isolated Microgrid in Lencois Island based on a Linear Optimization Approach**, In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION, 2016, Milwaukee.

MORAIS, H., et al. **Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming**. Renewable Energy, Volume 35, pp. 151-156, February 2009.

CONTI, S., et al. **Optimal Dispatching of Distributed Generators and Storage Systems for MV Islanded**. IEEE Trans. Power Deliv. 2012, 27, 1243–1251.

CHEN, S. X., et al. **Sizing of Energy Storage for Microgrids**, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 3, Number 1, pp. 142-151, March 2012

MAYHORN, E., et al. **Optimal control of distributed energy resources using model predictive control**. In Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 22–26 July 2012; pp. 1–8.

HOPKINS, M. D., et al. **Intelligent dispatch for distributed renewable resources**, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 3, Number 2, pp. 1047-1054, June 2012.

KHODR, H. M., et al. **Intelligent renewable microgrid scheduling controlled by a virtual power producer - A laboratory experience**, **Renewable Energy**, Volume 48, pp. 269-275, May 2012.

GUO C. X., et al. **Optimal generation dispatch with renewable energy embedded using multiple objectives**, **Electrical Power and Energy Systems**, Volume 42, pp. 440-447, March 2012.

ASATO, B., et al. **Optimal Operation of Smart Grid in Isolated Islands**. 2010 Conference Proceeding IPEC

GOYA, T., et al. **Optimal operation of thermal unit in smart grid considering transmission constraint**, **Electrical Power and Energy Systems**, Volume 40, pp. 21-28, February 2012.

Enersud. 2014. Disponível em: < http://enersud.com.br/?page_id=60 >. Acesso em: 09/11/2018

PEREIRA, B. E., et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2ª edição, São José dos Campos, 2017.